

CARLISSON JUNIOR RAMOS DOS SANTOS

**MÉTODO RÁPIDO PARA AVALIAÇÃO DA MARGEM DE
ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO OS LIMITES
DE POTÊNCIA REATIVA DOS GERADORES**

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. Dr. Luís Fernando Costa Alberto

São Carlos
2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

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

S237m Santos, Carlisson Junior Ramos dos
Método rápido para avaliação da margem de estabilidade
de tensão considerando os limites de potência reativa dos
geradores / Carlisson Junior Ramos dos Santos ;
orientador Luís Fernando Costa Alberto . -- São Carlos,
2008.

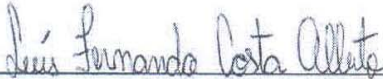
Dissertação (Mestrado-Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistema
Elétrico de Potência) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo.

1. Sistema elétrico de potência. 2. Estabilidade de
tensão. 3. Operação em tempo real. 4. Colapso de tensão.
I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **CARLISSON JUNIOR RAMOS DOS SANTOS**

Dissertação defendida e julgada em 05/02/2009 perante a Comissão Julgadora:



Prof. Associado **LUIS FERNANDO COSTA ALBERTO** (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP) APROVADO



Prof. Dr. **ANDRE CHRISTOVÃO PIO MARTINS**
(Universidade Estadual Paulista "Julio de mesquita filho"/UNESP/Campus de Bauru) APROVADO



Prof. Dr. **WALMIR DE FREITAS FILHO**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP). APROVADO



Prof. Associado **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Dedico este trabalho a toda minha família, especialmente à minha mãe Assenete, ao meu pai Carlos, aos meus cunhados Adairton e João Paulo, as minhas irmãs Carliane e Carligliane, aos meus sobrinhos Adriano e Guilherme e a memória da minha avó Odete.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me concedido saúde e principalmente força nos momentos mais difíceis desta etapa da minha vida.

Ao professor Dr. Luís Fernando Costa Alberto pela extraordinária orientação, sempre pronto a buscar soluções nos momentos mais difíceis deste trabalho. Agradeço também à sua grande amizade durante todo este processo, sempre mostrando o melhor caminho a ser seguido.

À minha família que manteve apoio irrestrito tanto na parte afetiva quanto, em alguns momentos, na parte financeira.

Ao professor Newton Geraldo Bretas pela oportunidade de fazer parte do grupo de pesquisa LACO e aos professores João Bosco e Rodrigo Ramos pela amizade e companheirismo.

Ao meu grande amigo Raphael Augusto de Souza Benedito pela ajuda nas inúmeras dificuldades encontradas ao longo da pesquisa, além de ser um grande parceiro nos quadras e/ou campos de futebol.

Aos amigos do LACO, Augusto Santos, Antônio Carlos, Carolina Rodrigues, Elmer Pablo, Fabíolo Amaral, Leandro Brolin, Karen Oliveira, Marcelo Castoldi, Marcelo Nanni, Moussa Mansour, Rafael Borges, Saulo Piereti e aos demais integrantes pelo bom ambiente de trabalho.

Ao meu amigo Ednilson Martins que mesmo de longe sempre me apoiou a vencer os obstáculos deste trabalho.

A minha grande amiga Marcia Zaquel pelo companheirismo mostrado ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores da Universidade Federal do Mato Grosso do curso de Engenharia Elétrica em especial, os professores Eustáquio Ribeiro Faria, Fernando Nogueira de Lima, José de Arimatéia, José Antônio Lambert, Laerte Pinhedo, Mario Kyoshi Kawaphara pelos ensinamentos durante o curso.

A CAPES pelo apoio financeiro e a Universidade de São Paulo pelo ensino gratuito e de qualidade.

Enfim, agradeço a todos que de uma forma ou outra contribuíram para a conclusão do mestrado em Engenharia Elétrica.

“Procure ser uma pessoa de valor, em vez de procurar ser uma pessoa de sucesso. O sucesso é consequência”.

Albert Einstein

RESUMO

SANTOS, C. J. R. (2008). **Método rápido para avaliação da margem de estabilidade de tensão considerando os limites de potência reativa dos geradores.** Dissertação de Mestrado-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

A análise de estabilidade de tensão em tempo real exige o cálculo periódico da margem de estabilidade para um número grande de contingências. Isto motiva o desenvolvimento de técnicas rápidas para determinação da margem de estabilidade de tensão adequadas aos requisitos da operação em tempo real. Neste trabalho utiliza-se uma técnica rápida, denominada *Look-Ahead*, para estimar a margem de carregamento do sistema de potência. O método explora a propriedade quadrática da curva (λ -V), próximo ao ponto de bifurcação, e utiliza a informação de dois fluxos de potência e do vetor tangente para estimar com boa precisão o ponto de máximo carregamento (PMC) do sistema de potência. O método *Look-Ahead* estima o PMC do sistema de potência sem considerar as violações dos limites de potência reativa dos geradores. Este trabalho propõe uma nova metodologia para estimar o valor de carregamento no qual ocorre violação dos limites de potência reativa dos geradores do sistema. Essa técnica é baseada na característica aproximadamente quadrática da curva (Q- λ). A metodologia proposta é mais rápida, em comparação com o fluxo de potência continuado, e calcula o PMC considerando as violações dos limites de reativos dos geradores. A eficácia do método proposto é comprovada por intermédio de vários testes com um Sistema obtido a partir de uma redução do sistema sul sudeste brasileiro.

Palavras-Chave: Sistemas elétricos de potência, Estabilidade de tensão, operação em tempo real e colapso de tensão.

ABSTRACT

SANTOS, C. J. R. (2008). **Fast method for voltage stability margin evaluation considering the reactive power limits of generators.** Dissertation (M.S Degree)-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

Real time voltage stability analysis requires the periodic calculation of the stability margin for a large number of contingencies. This requirement motivates the development of fast techniques to determine stability margin that are suitable for real time operation. This work uses a fast technique called *Look-Ahead*, to estimate power system loading margin. The method exploits the fact that close to the bifurcation point, the (λ -V) curve has quadratic property, which enables a good loading margin estimate. It also uses the information of the tangent vector and two power flow results to estimate, with good precision, the power systems maximum loading point (MLP), the voltage profile at the MLP as well as the loading values for which voltage limits are violated. The *Look-Ahead* method estimates the power system MLP without considering generators reactive power limit violations. This dissertation proposes a new methodology to estimate the loading value at the points where generator reactive power limits are reached. This technique is based on nearly quadratic characteristic curve (Q- λ). The proposed methodology is faster in comparison with continuation power flow and computes the MLP considering the violation of reactive limits of generators. To prove the effectiveness of the proposed method, several tests using the Reduced Brazilian South and Southeast system were performed.

Key-Words: Electrical power system, Voltage stability, Real Time Operation and Voltage collapse.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fenômeno de estabilidade de tensão e tempo de respostas	45
Figura 2: Representa uma curva PV que avalia a margem de estabilidade de tensão do sistema.	47
Figura 3: Curva Q-V usada para avaliar a margem de potência reativa.	49
Figura 4: Diferentes níveis para análise de contingência.	52
Figura 5: Margem de Estabilidade de tensão utilizando a curva λV	54
Figura 6: Modelo π equivalente de uma linha de transmissão	58
Figura 7: Determinação do máximo carregamento do sistema através do ajuste da Curva (λ -V).	70
Figura 8: Limite de potência reativa atingido resultando em um ponto de operação estável.	82
Figura 9: Limite de potência reativa atingido resultando em um ponto de operação instável.	83
Figura 10: Curva (λ -V) utilizada para estimação do ponto Q-limite.	87
Figura 1A: Sistema Sul Sudeste Reduzido.....	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tabela comparativa entre o método <i>Look-Ahead</i> e o fluxo de potência continuado na determinação da margem de carregamento do Sistema Sul Sudeste Reduzido	95
Tabela 2: Tabela comparativa entre o método de predição de tensão e o fluxo de potência continuado na determinação da tensão crítica da barra piloto de tensão do sistema Sul Sudeste Reduzido.....	98
Tabela 3: Sensibilidade dos geradores do sistema Sul Sudeste Reduzido	100
Tabela 4: Tabela comparativa entre o método <i>Look-Ahead</i> e o fluxo de potência continuado na determinação da margem de carregamento do Sistema Sul Sudeste Reduzido levando em consideração os limites de potência reativa dos geradores.....	101
Tabela 5: Tabela comparativa entre o método de predição de tensão e o fluxo de potência continuado na determinação da tensão crítica da barra piloto de tensão do sistema Sul Sudeste Reduzido considerando os limite de potência reativa dos geradores.	103
Tabela 2A: Dados de linha do sistema Sul Sudeste Reduzido em p.u.....	119
Tabela 3A: Dados de barra do sistema Sul Sudeste.....	120
Tabela 4A: Dados dos geradores do sistema Sul Sudeste, em p.u.....	121

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AVR</i>	-Automatic voltage regulator
<i>CPFLOW</i>	- Continuation power flow
<i>FACTS</i>	- Flexible alternating current transmission system
<i>FCDR</i>	- Fluxo de carga desacoplado rápido
<i>FLBM</i>	- Função lagrangeana barreira modificada
<i>FPA</i>	- Fator de participação das áreas
<i>FPB</i>	- Fator de participação das barras
<i>FPO</i>	- Fluxo de potência ótimo
<i>FSQV</i>	- Full Sum $\partial Q/\partial V$
<i>HVDC</i>	- High voltage direct current
<i>LTC</i>	- Load Tap Changing
<i>MCT</i>	- Margem de colapso de tensão
<i>MET</i>	- Margem de estabilidade de tensão
<i>MVar</i>	- Mega volts ampere reactive
<i>MW</i>	- Mega Watts
<i>ONS</i>	- Operador nacional do sistema elétrico
<i>PDBL</i>	- Primal dual barreira logarítmica
<i>PI</i>	- Pontos interiores
<i>RNA</i>	- Redes neurais artificiais
<i>SEP</i>	- Sistema elétrico de potência
<i>SVC</i>	-Static var compensator

LISTA DE SÍMBOLOS

r_{km}	- Resistência série do ramo $k-m$
x_{km}	- Reatância série do ramo $k-m$
b_{km}^{sh}	- Susceptância shunt do ramo $k-m$
y_{km}	- Admitância da linha do ramo $k-m$
g_{km}	- Condutância série do ramo $k-m$
b_{km}	- susceptância série do ramo $k-m$
V_k	- Modulo da tensão terminal da barra k
θ_k	- Ângulo da tensão terminal da barra k
V_m	- Modulo da tensão terminal da barra m
θ_m	- Ângulo da tensão terminal da barra m
P_k	- Injeção de potência ativa na barra k
Q_k	- Injeção de potência reativa na barra k
PQ	- Sigla que indica barramento de potência ativa e reativa constante
PV	- Sigla que indica barramento de potência ativa e tensão terminal constante
NB	- Número de barras do sistema
NPV	- Número de barras de geração
NPQ	- Número de barras de carga
NG	- Número de geradores do sistema
NA	- Número de áreas do sistema
λ	- Parâmetro de crescimento de carga
P_{TOTAL}	- Potência ativa total consumida pelas cargas
P_{0TOTAL}	- Potência ativa total consumida pelas cargas do caso base
P_{Ai}	- Potência ativa total consumida pelas cargas da área i
P_{Bj}	- Potência ativa das cargas da barra j
P_{0Ai}	- Potência ativa das cargas da área i do caso base
P_{0Bi}	- Potência ativa da barra i do caso base

P_{GER_i}	- Potência ativa gerada pelo gerador i
ΔP_{GER_i}	- Variação de potência ativa assumida pelo gerador i
M_i	- Momento de inércia do gerador i
M_T	- Momento de inércia total dos geradores do sistema
$\Delta P_{carga\ total}$	- Variação de potência nas barras do sistema
ΔP_{carga_j}	- Variação de carga na barra j
K_{Ai}	- Fator de participação da área i
K_{ABi}	- Fator de participação ativa da barra i
K_{RBi}	- Fator de participação reativa da barra i
α, γ e β_j	- Constantes de proporcionalidade
$\beta_{AREA_{ATIVA}}$	- Constantes de proporcionalidade ativa
$\beta_{AREA_{REAT}}$	- Constantes de proporcionalidade reativa
β_{jR}	- Constante de proporcionalidade
x	- Variável de estado do sistema
V_{CRIT}	- Tensão crítica da barra piloto de tensão
V_{CRIT}^*	- Tensão crítica estimada da barra piloto de tensão
ΔV_i	- Variação de tensão da barra de carga i
PMC	- Ponto de máximo carregamento
$* PMC$	- Ponto de máximo carregamento estimado
α, β e γ	- Constantes a determinar
pu	- Por unidade
P^{gerado}	- Potência ativa gerada
P^{carga}	- Potência ativa consumida pelas cargas
Q^{gerado}	- Potência reativa gerada
Q^{carga}	- Potência reativa consumida pelas cargas
$\frac{\partial P^{esp}}{\partial \lambda}$	- Derivada da potência ativa líquida em relação ao parâmetro λ
$\frac{\partial Q^{esp}}{\partial \lambda}$	- Derivada da potência reativa líquida em relação ao parâmetro λ
$\frac{dx}{d\lambda}$	- Derivada das variáveis de estado em relação ao parâmetro λ

- $\lambda_{V_{\max}}$ - Carregamento estimado através do ajuste da curva (λ -V)
- $\lambda_{\theta_{\max}}$ - Carregamento estimado através do ajuste da curva (λ - θ)
- λ_{\max} - Carregamento máximo do sistema
- λ_{\max}^* - Carregamento máximo estimado do sistema
- λ_{\lim} - Carregamento do sistema que ocasiona violação dos limites de potência

reativa dos geradores.

- $V_{Min,j}$ - Tensão crítica da barra de carga j
- A - Constante de proporcionalidade
- Q - limite - Limite de potência reativa dos geradores
- ΔG_i - Variação de potência reativa dos geradores do sistema
- μ, τ e σ - Constantes de proporcionalidade
- $\frac{dQ_G}{d\lambda}$ - Derivada da potência reativa gerada em relação ao parâmetro λ
- $\frac{dQ_{carga}}{d\lambda}$ - Derivada da potência reativa consumida pelas cargas em relação à λ
- Q_B - Potência reativa consumida pelas barras de carga

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	17
1.1 INTRODUÇÃO	17
1.2 OBJETIVOS E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
CAPÍTULO 2	21
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1 INTRODUÇÃO	21
2.2 MÉTODOS QUE DETERMINAM A MARGEM DE CARREGAMENTO	22
CAPÍTULO 3	39
ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	39
3.1 INTRODUÇÃO	39
3.2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS	39
3.2.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES	43
3.2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES	43
3.2.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO	44
3.2.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO	44
3.3 MÉTODOS DE ANÁLISE	45
3.3.1 ANÁLISE DINÂMICA	45
3.3.2 ANÁLISE ESTÁTICA	46
3.4 DEFINIÇÃO DE CONTINGÊNCIA	50
3.4.1 ANÁLISE E SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS	51
3.5 MARGEM DE CARREGAMENTO	54
CAPÍTULO 4	57
MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	57
2.1 INTRODUÇÃO	57
4.2 REDE DE TRANSMISSÃO	58

4.3	PARÂMETRO DE CRESCIMENTO DE CARGA (λ)	59_Toc222122135
4.4	REDESPACHO DE CARGA DOS GERADORES	60
4.5	CRESCIMENTO DE CARGA	62
CAPÍTULO 5		69
MÉTODO LOOK-AHEAD		69
5.1	INTRODUÇÃO	69
5.2	CÁLCULO DA MARGEM DE CARREGAMENTO	69
5.2	MÉTODO DE PREDIÇÃO DO PERFIL DE TENSÃO	77
CAPÍTULO 6		81
METODOLOGIA PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO		81
6.1	INTRODUÇÃO	81
6.2	LIMITADORES DE POTÊNCIA REATIVA GERADA	82
6.3	CÁLCULO DO PONTO Q-LIMITE DOS GERADORES DO SISTEMA	86
CAPÍTULO 7		93
TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS		93
7.1	INTRODUÇÃO	93
7.2	TESTE 1	94
7.3	TESTE 2	100
CAPÍTULO 8		105
CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS		105
8.1	CONCLUSÕES	105
8.2	PERSPECTIVAS FUTURAS	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		109
APÊNDICE A		115

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUÇÃO

Um dos principais objetivos dos sistemas elétrico de potência (SEP) é o fornecimento de energia elétrica com qualidade, isto é, atender à demanda de forma contínua, mantendo a tensão e frequência do sistema dentro dos limites especificados. Contudo, durante o funcionamento do SEP, podem ocorrer eventos que afetam suas tensões e frequência, podendo causar inclusive a interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Os SEP's vêm apresentando rápido crescimento no que diz respeito às interconexões, crescimento da demanda, uso de novas tecnologias e novos modelos de controle. Os processos industriais têm passado por ondas de modernização e reestruturação que aumentaram as possíveis fontes de perturbação no sistema levando a uma menor robustez e menor previsibilidade (Morison *et al.* 2004).

Como consequência desses fatores, a partir do final da década de 70, com os SEP's operando cada vez mais carregados, começaram a ocorrer problemas onde não apenas as frequências oscilavam, mas também, sob determinadas condições, as tensões nas barras passavam a se comportar de maneira instável (Guedes, 2000). Nas décadas de 80 e 90, houve um aumento significativo do risco de instabilidade de tensão, pois os SEP's estavam operando

cada vez mais carregados, como consequência da falta de investimento no setor elétrico, particularmente o sistema brasileiro.

Segundo Taylor (1994), a estabilidade de tensão é a capacidade que o SEP possui em manter os perfis de tensões adequados, tanto em condições normais de operação quanto após condições de perturbações severas. Como exemplo de perturbação, podemos citar: curto-circuito, defeitos nos equipamentos, erro humano, contingências em equipamentos da rede, chaveamentos de linhas de transmissão (religamentos, inserção/bypass de capacitores série) etc.

O fenômeno de instabilidade de tensão conhecido como *colapso de tensão* é usualmente caracterizado por uma redução brusca da amplitude da tensão em uma ou mais barras do sistema, podendo, se não forem tomadas medidas preventivas e/ou corretivas a tempo, estender-se à regiões vizinhas, resultando em blecaute parcial ou total do SEP (Oliveira, 2005).

Recentemente o governo brasileiro viu-se obrigado a investir no setor elétrico. Novas unidades geradoras e linhas de transmissão estão sendo construídas para atender a demanda que cresce a cada dia. O problema é que a construção está sendo feita longe dos centros de carga o que afeta negativamente a estabilidade de tensão. Como exemplo, podemos citar o complexo do Rio Madeira, localizado no estado de Rondônia, que irá interligar o Estado de Rondônia com o resto do país.

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro) vem incluindo sugestões relacionadas ao problema de instabilidade de tensão em seus procedimentos de redes (ONS 2001). No Brasil foram estabelecidas recentemente duas forças-tarefa para estudar o problema. Uma visando o planejamento da expansão do sistema (Força Tarefa, 2000) e a outra direcionada ao planejamento da operação (Força Tarefa, 1999). O manual de procedimento de rede do ONS já apresenta sugestões de critérios para o planejamento da

expansão, visando a manutenção de um nível mínimo de margem de estabilidade. O manual sugere que em situações de contingências simples, a margem de estabilidade de tensão seja maior ou igual a 6% e não determina critérios para casos de contingências múltiplas. Estas informações estão disponíveis no site do ONS.

Conclui-se, portanto, que estudos sobre estabilidade de tensão vêm ganhando importância nas últimas décadas e apresentam-se como um aspecto fundamental a ser considerado no planejamento e na operação dos SEP's para tentar evitar a interrupção do fornecimento de energia.

1.2 OBJETIVOS E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta dissertação de mestrado tem como principal objetivo estudar o fenômeno do colapso de tensão e estudar métodos para determinar a margem de carregamento do SEP.

Este trabalho possui como foco especial a operação em tempo real do SEP. A análise de estabilidade de tensão em tempo real requer o cálculo da margem de estabilidade para um número muito grande de contingências. O tempo computacional envolvido neste cálculo deve atender aos requisitos da operação em tempo real, tornando-se necessário o desenvolvimento de técnicas rápidas para determinação da margem de estabilidade de tensão do SEP. Neste trabalho, utiliza-se uma técnica rápida denominada *Look-Ahead* desenvolvida por Chiang et al., (1997), entre as várias existentes na literatura, para estimar a margem de carregamento do SEP.

A metodologia *Look-Ahead* não leva em consideração as violações dos limites de potência reativa dos geradores e sim o *Enhanced Look-Ahead*. Essas violações reduzem consideravelmente a margem de estabilidade de tensão e podem inclusive levar o SEP ao colapso de tensão devido a bifurcações induzidas por limites.

Esse tipo de bifurcação ocorre quando os geradores do sistema estão sobrecarregados, de tal forma que os seus limites de potência reativa são atingidos. Se os geradores estiverem operando com folga, a falta de um ponto de equilíbrio estável pós-perturbação, associado à ocorrência de uma bifurcação sela-nó é comumente aceita como a principal causadora da maioria dos colapsos de tensão (CAÑIZARES, 2003).

Este trabalho de mestrado apresenta uma nova metodologia que estima o valor de carregamento no qual ocorre violação dos limites de potência reativa dos geradores. Essa técnica é baseada na característica aproximadamente quadrática da curva $(Q-\lambda)$. O método utiliza a informação do fluxo de potência e do vetor tangente para estimar o ponto onde ocorre a violação de potência reativa, denominado, neste trabalho, ponto Q-limite dos geradores do sistema.

Esta dissertação de mestrado apresenta a seguinte organização:

O capítulo 2 contém uma revisão bibliográfica dos vários métodos existentes na literatura, para determinar a margem de estabilidade de tensão de SEP's. O capítulo 3 apresenta alguns conceitos relacionados à instabilidade de tensão (colapso de tensão). Ainda neste capítulo, discute-se a importância da seleção e análise de contingências no cálculo da margem de estabilidade de tensão. O capítulo 4 apresenta a modelagem de sistemas de potência utilizada neste trabalho. O capítulo 5 apresenta em detalhes o método *Look-Ahead* usado para estimar a margem de carregamento do SEP. O capítulo 6 apresenta a metodologia proposta para avaliar a margem de estabilidade de tensão do SEP. O capítulo 7 apresenta os resultados obtidos com a metodologia proposta. Finalmente, o capítulo 8 apresenta as conclusões desta pesquisa, bem como as perspectivas futuras para continuidade deste trabalho.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, será apresentada uma revisão sucinta de alguns trabalhos desenvolvidos ao longo dos anos relacionados ao fenômeno de colapso de tensão. Esses trabalhos apresentam diferentes maneiras para se determinar ou estimar a margem de carregamento do SEP.

Diversas técnicas são utilizadas para determinar a margem de carregamento de SEP's. Dentre elas destacam-se aquelas baseadas no menor valor singular, função energia, análise modal, métodos de otimização, rede neural artificial, lógica fuzzy, fluxo de potência convencional, fluxo de potência continuado, fluxo de potência ótimo (FPO), métodos que calculam diretamente o ponto de colapso de tensão, entre outros.

Nesta revisão bibliográfica, as diferentes técnicas serão divididas da seguinte forma:

- As que requerem uma direção de crescimento de carga especificada para o cálculo da margem de estabilidade de tensão;
- As que não requerem uma direção de crescimento de carga;

Inicialmente, serão apresentados alguns trabalhos que não especificam a direção de crescimento de carga. Como exemplo, pode-se citar os trabalhos que envolvem técnicas de

otimização, lógica fuzzy, rede neural artificial, valor singular e função energia. Em seguida serão apresentados alguns trabalhos que especificam a direção de crescimento de carga para medir a margem de estabilidade, como por exemplo, as técnicas que utilizam as curvas PV, tais como, fluxo de potência continuado, *Look-Ahead* e *Enhanced Look-Ahead*, análise modal, entre outras.

As diferentes técnicas serão avaliadas segundo a adequação das mesmas à operação em tempo real. A operação em tempo real (*on line*) requer que a técnica escolhida para análise possua um baixo esforço computacional, senão torna-se inviável a utilização de tal técnica para análise e seleção de contingências.

2.2 MÉTODOS QUE DETERMINAM A MARGEM DE CARREGAMENTO

Esta seção apresentará um resumo de alguns trabalhos que determinam a margem de carregamento do SEP através de índices de proximidade de colapso de tensão. A seguir serão apresentados alguns trabalhos que não utilizam a informação da direção de crescimento de carga para determinar a margem de carregamento do SEP.

Kessel e Glavitsch (1983) desenvolveram um índice (**L**) para avaliar a margem de estabilidade de tensão do SEP. Este índice varia de 0 a 1, zero representa o caso base e 1 representa colapso de tensão. Este índice também pode ser aplicado para detectar ilhas em um SEP. O método utiliza a informação do fluxo de potência convencional, apresenta uma simplicidade nos cálculos numéricos e os resultados são bem satisfatórios na determinação da margem de carregamento e nas ilhas do SEP. O método apresenta baixo esforço computacional, e, portanto, pode ser aplicado na operação em tempo real.

Schlueter *et al.* (1991) propuseram um algoritmo que identifica áreas de controle de tensão. Essas áreas são formadas por um conjunto de barras interconectadas que respondem de maneira similar a uma perturbação ocorrida em alguma barra localizada 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 determinação do índice de proximidade ao colapso de tensão é a reserva de potência reativa total dentro da fronteira de uma área de controle de tensão. A desvantagem desta metodologia é que a margem fica dependente de uma separação do sistema em áreas e a reserva total de reativo dentro de uma área, entretanto, pode não possuir uma relação direta com a proximidade do colapso de tensão.

Chiang e Jean-Jumeau (1995) desenvolveram um índice baseado no modelo da variedade central para o colapso de tensão. Este índice consiste de um carregamento máximo acima do qual se dá a ocorrência do colapso. O cálculo deste índice não envolve operações matemáticas complicadas, mas deve-se obter uma função teste empírica que indica a ocorrência do colapso. A obtenção da função teste pode ser complicada, o que acaba limitando a aplicação do método.

Greene *et al.* (1997) propuseram um método para avaliar a margem de carregamento do sistema baseado em estimativas lineares e quadráticas. Através dessas estimativas, verifica-se qual é o efeito na margem de carregamento quando se variam alguns parâmetros ou controles do sistema, tais como redespacho de geração, susceptância da linha de transmissão, cargas, capacitor shunt etc. Embora seja um método rápido, e, portanto, razoável para aplicação na seleção de contingências, os resultados mostraram que as margens obtidas eram praticamente inaceitáveis (resultados enganosos) para algumas das contingências analisadas.

Moghavvemi *et al.* (1999) desenvolveram um índice de proximidade de colapso de tensão chamado de *índice de estabilidade de linha*. Para cada linha do sistema, um índice é calculado baseado no fluxo de potência da mesma. O método não apresenta complexidade computacional e pode ser facilmente implementado. Esse método é simples, rápido e computacionalmente eficiente para monitorar a segurança do SEP e pode ser usado como ferramenta para aplicação em tempo real. Entretanto, o fato de uma linha estar sobrecarregada não implica necessariamente na proximidade do colapso de tensão.

Ferreira *et al.* (2004) propuseram uma nova metodologia para determinar diretamente o ponto de máximo carregamento (PMC) do SEP, utilizando a formulação de injeção de corrente para solução do fluxo de potência expressa em termos de coordenadas retangulares da tensão. A metodologia empregada na determinação do ponto estimado consiste em adicionar carga ao sistema em parcelas incrementais de 10% da carga nominal. Quando o fluxo de potência não mais convergir, tem-se a estimativa inicial como sendo o último ponto com convergência normal do método. Espera-se desta forma, que o ponto estimado esteja próximo do PMC. Então, calcula-se a matriz jacobiana de injeção de corrente (\mathbf{J}_I) no ponto estimado e o seu autovetor à esquerda \mathbf{w} associado ao autovalor crítico.

Os autores fazem uma comparação entre os resultados do método proposto com os resultados do fluxo de potência continuado. O método apresentou resultados satisfatórios na obtenção do PMC do sistema. A obtenção do PMC via método proposto é bem mais rápida do que o fluxo de potência continuado. Este resultado é esperado, uma vez que o fluxo de potência continuado obtém todo o perfil de tensão das barras enquanto que o método proposto concentra-se apenas na obtenção do PMC do SEP.

O método proposto apresenta um baixo esforço computacional comparado ao fluxo de potência continuado, devido principalmente ao fato dos elementos fora da diagonal da matriz

jacobiana serem elementos da matriz admitância modal, permanecendo constantes durante todo processo iterativo.

A seguir serão apresentados alguns trabalhos baseados no menor valor singular. Esse parâmetro também serve como indicativo para medir a proximidade do colapso de tensão.

Löf *et al.* (1993) propuseram um método para detectar o ponto de máximo carregamento do sistema de potência através de um índice baseado na decomposição de valor singular da matriz jacobiana do fluxo de potência. O menor valor singular é usado como índice para indicar a proximidade do colapso de tensão. Esse índice pode ser calculado de maneira rápida e eficiente conforme sugere (LÖF *et al.*, 1992). Entretanto, o esforço computacional para o cálculo de autovalores é relativamente alto para os padrões de tempo requeridos na análise de segurança em tempo real.

Barquín *et al.* (1995) e Ekwue *et al.* (1999) também determinam a margem de carregamento do SEP através do monitoramento do menor valor singular da matriz jacobiana do fluxo de potência. À medida que o carregamento do sistema vai aumentando, o menor valor singular vai diminuindo até se tornar nulo no ponto de bifurcação. Portanto, realizando o monitoramento do menor valor singular, é possível medir o quanto o sistema está próximo do colapso de tensão. Entretanto, Cañizares *et al.* (1996) mostraram que o menor valor singular não é um bom indicativo para medir a proximidade do colapso de tensão, uma vez que podem aparecer descontinuidades nas maiorias das curvas que medem este índice, por esta razão, pode acarretar em resultados enganosos. Além disso, é proposto uma nova função teste para determinar o colapso de tensão. Essa metodologia apresenta duas desvantagens. É necessário o conhecimento prévio do barramento mais crítico (mais sensível) do sistema, pois, apenas este barramento possui a característica esperada para a função teste. A função teste pode ser aplicável apenas muito próximo do colapso de tensão.

Ellitht *et al.* (2002) apresentaram uma avaliação da margem de estabilidade de tensão para o sistema “Muscat”, localizado no Reino Unido. O método empregado utiliza a análise modal para identificar as barras fracas (barras mais sensíveis) do sistema. Esse método utiliza a técnica de sensibilidade para identificar as barras que podem conduzir o sistema à instabilidade de tensão.

Garcia *et al.* (1999) apresentaram um método capaz de identificar ramos críticos para análise de estabilidade de tensão também através da análise modal da matriz de sensibilidade entre a injeção de potência reativa e a amplitude da tensão nas barras de carga. A análise é feita através dos autovalores e autovetores associados. O autovalores fornecem uma medida relativa da proximidade do colapso de tensão e os autovetores dão informações relativas ao mecanismo da perda da estabilidade de tensão e fatores de participação dos ramos, com os quais é possível determinar ações corretivas em termos de redistribuição de fluxo de potência para aliviar o carregamento nos ramos. Quanto menor forem os autovalores, mais próximo o sistema estará do colapso de tensão. Ramos com altos fatores de participação indicam quais são os ramos mais sensíveis do sistema.

O método possui uma vantagem, mantém a esparsidade das matrizes envolvidas na resolução das equações do fluxo de potência. A dificuldade encontrada neste método é a determinação de rotinas mais adequadas no cálculo dos autovalores e autovetores de interesse, uma vez que nesta etapa é consumida a maior parte do tempo de processamento. A matriz sensibilidade proposta, por ser esparsa, viabiliza a implementação de rotinas rápidas, tornando promissora a aplicação em tempo real.

Outro método muito utilizado na literatura para detecção da margem de carregamento do sistema está baseado em técnicas de otimização.

As técnicas de otimização tornaram-se ferramentas importantes na análise dos SEP's, sobretudo em estudos de estabilidade de tensão, pela necessidade de se considerar os limites e

os recursos para controle de tensão do sistema e pelas dificuldades de convergência do fluxo de potência convencional (GRANVILLE *et al*, 1996).

A combinação de programas de estudos de colapso de tensão e de fluxo de potência ótimo é capaz de avaliar com melhor precisão a influência da variação de carga no SEP, pois além de levar em conta ações de controle de tensão, são capazes de considerar restrições do sistema que são de difícil modelagem em programas convencionais de fluxo de potência (FERREIRA *et al*, 1998).

Melo *et al*. (1999) apresentaram um algoritmo baseado no fluxo de potência ótimo (FPO), utilizando a técnica de pontos interiores (PI). O método não depende da convergência de nenhum algoritmo de fluxo de potência. Apesar disso, as equações de balanço do fluxo de potência precisam ser atendidas na solução ótima. Esse método é efetivo no tratamento de redes mal condicionadas e com problemas de tensão. O cálculo do máximo carregamento é realizado em duas etapas: a primeira está relacionada com a eliminação das restrições operativas de forma a obter-se um ponto de operação viável. Na segunda, a carga do sistema é maximizada, partindo do ponto de operação obtido na primeira etapa. Quando a carga estiver maximizada, obtém-se o máximo carregamento do sistema de potência.

Affonso *et al*. (2004) apresentaram uma metodologia para aumentar a margem de estabilidade de tensão do SEP indiretamente através da maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa no fluxo de potência ótimo (FPO). Estes métodos são baseados na forte relação entre a margem de estabilidade de tensão e as reservas de potência reativa da rede.

A introdução de restrições de estabilidade de tensão no fluxo de potência ótimo pode aumentar os custos de geração. No entanto, a otimização adotada neste trabalho modifica apenas a potência reativa gerada, preservando a solução de menor custo fornecido pelo planejamento da operação. Este procedimento pode aumentar a segurança do sistema não

apenas para condições normais de operação, mas também em situações de variações de carga e contingências severas.

Análises de contingências também foram realizadas para avaliar o impacto das mesmas na margem de estabilidade do SEP. Os resultados mostraram que apenas um pequeno número de contingências possui impacto negativo significativo na margem. Para estes casos, nos quais contingências severas ocorrem, o procedimento de otimização pode ajudar a trazer o SEP para um ponto de operação mais seguro de acordo com os critérios de estabilidade de tensão. Os resultados obtidos foram satisfatórios uma vez que a perda do sistema de potência diminuiu e as margens de estabilidade de tensão, bem como as reservas de potência reativa aumentaram significativamente sem custo adicional.

A melhoria da margem de estabilidade é obtida através de uma restrição linear baseada nas sensibilidades com respeito à carga a ser rejeitada. Estas sensibilidades são calculadas através dos multiplicadores de Lagrange do problema de otimização não linear, cuja solução é ponto de bifurcação sela-nó do SEP. O principal problema da formulação linear é a perda de precisão para grandes variações de geração e demanda. Para superar esta dificuldade, o processo iterativo do algoritmo impõe uma restrição adicional de redução de demanda total a cada iteração (ECHAVARREN *et al*, 2006). O método apresenta algumas vantagens, tais como:

- O processo iterativo permite atualizar gradualmente as sensibilidades, evitando a perda de precisão da aproximação linear.
- A convergência do problema é garantida devido ao fato que o redespacho da máxima demanda permitida em cada iteração é controlado.

Zeferino *et al.* (2007) desenvolveram um algoritmo para detectar o ponto de máximo carregamento do SEP através de um problema de otimização utilizando uma variante do método de pontos interiores, chamado de *Método da Função Lagrangeana Barreira*

Modificada (FLBM). Este método tem como restrições de igualdade as equações do fluxo de potência e como restrições de desigualdade os limites de tensão nas barras e de potência reativa nas barras com controle de reativos. O *FLBM* é comparado com o método clássico Primal-Dual Barreira Logarítmica (PDBL). O *FLBM* apresentou resultados semelhantes com a vantagem do número de iterações serem sempre menores, porém o *FLBM* apresenta uma desvantagem, a dificuldade de ajustar os parâmetros de entrada, pois o tempo necessário para o ajuste é variável.

Além dos métodos citados, existem técnicas que se baseiam em inteligência artificial (lógica fuzzy, rede neural, entre outras) que determinam a margem de carregamento do SEP.

Gouveia Jr *et al.* (1999), por exemplo, desenvolveram um algoritmo baseado em redes neurais artificiais (RNA) que detecta a margem de colapso de tensão (MCT). Esse artigo apresenta uma metodologia que utiliza RNA apta a ser executada em modo *on line* na operação do sistema. A rede neural é treinada para fornecer a MCT do sistema elétrico. O método requer treinamento intensivo para encontrar pesos numéricos coerentes que proporcionem um resultado ótimo. A RNA projetada possui 6 entradas, 9 neurônios na camada oculta e 1 neurônio na saída. O algoritmo apresentou resultados satisfatórios, após a fase de treinamento. O método necessita de muito esforço computacional para as etapas de treinamento e teste. Normalmente essas etapas são realizadas *off line*. A rede neural necessita de muito treinamento quando ocorre mudança na topologia da rede, e, portanto, não pode ser aplicado na operação em tempo real.

Satpathy *et al.* (2004) apresentaram uma proposta para avaliar a margem de carregamento do SEP através da lógica fuzzy. Também é proposto um índice fuzzy que avalia a margem de carregamento e identifica as barras críticas do sistema. Modelando as incertezas nas cargas, o método proposto apresenta resultados satisfatórios na determinação da margem

de carregamento. Entretanto, se as incertezas não forem modeladas os resultados não serão muito satisfatórios.

Devaraj *et al.* (2007) apresentaram uma metodologia para calcular a margem de carregamento do SEP, através de uma rede neural artificial (*feed forward*). O método proposto é baseado no trabalho desenvolvido por Kessel e Glavitsch (1983), onde é definido um índice (L) que mede aproximadamente o ponto de colapso de tensão. Quanto maior o valor do índice L, maior será a vulnerabilidade das barras de carga do SEP. Esta técnica estima o índice L para classificar as contingências. A estimativa deste índice é feita para cada contingência e ordenam-se as contingências do maior para o menor valor de acordo com o índice de severidade L.

Os resultados do método proposto demonstraram que a metodologia é eficiente para classificar as contingências por ordem de severidade e determinar a margem de carregamento do SEP. Entretanto, o método apresenta uma deficiência, a rede neural pode falhar em casos onde ocorra uma situação que não foi prevista na etapa de treinamento e teste. O método é aplicado para análise *off-line*, pois o tempo computacional necessário é relativamente alto nas etapas de treinamento e teste do algoritmo.

Outra técnica utilizada para determinar a margem de carregamento do SEP está baseada na função energia.

Os métodos de função energia foram inicialmente empregados em SEP's em análise de estabilidade transitória (Chiang, 1989). Esses métodos são baseados nos teoremas de Lyapunov e consistem em avaliar a energia total (cinética e potencial) de um sistema durante um distúrbio. Em estudos de estabilidade transitória, existe o interesse em se determinar o tempo crítico de abertura de disjuntores para eliminação do distúrbio, de modo que o sistema se mantenha estável. Para isso, é necessário que a energia máxima que o sistema pode vir a

ter, no instante de abertura, seja no máximo igual a um nível de energia crítico associado a um ponto de equilíbrio instável do sistema pós-falta. Esta metodologia determina o tempo crítico de abertura para qual o sistema se mantém estável.

Os métodos energéticos aparecem como uma boa alternativa de análise para o problema de estabilidade de tensão, uma vez que são mais precisos que os métodos estáticos e mais rápidos que os métodos dinâmicos. Os métodos energéticos baseiam-se no cálculo de uma função energia entre o ponto de equilíbrio estável e um ponto de equilíbrio instável.

A utilização do método de função energia para a análise de estabilidade de tensão é mais recente e também pode produzir resultados interessantes conforme apresentado em Overbye *et al.* (1991). Neste caso, apenas a energia potencial do sistema é necessária, dispensando a inclusão do amortecimento e dos modelos mais complexos dos geradores. Conceitualmente, a aplicação da função energia em análise de estabilidade de tensão se baseia na medida da diferença de energia entre a solução estável e uma solução instável do fluxo de carga. De acordo com os resultados apresentados em Overbye *et al.* (1991), essa diferença de energia serve como bom indicativo para medir a distância entre o ponto de operação do SEP e o ponto de colapso de tensão.

À medida que o carregamento do SEP vai aumentando, a distância entre a solução estável e instável vai diminuindo e a margem de energia do sistema vai decrescendo de forma quase linear. No ponto de colapso, as soluções estáveis e instáveis tornam-se uma só e a margem de energia do sistema tende a zero. Este comportamento quase linear da energia possibilita a obtenção de uma boa estimativa da distância até o ponto de colapso de tensão e, conseqüentemente, a obtenção de informações a respeito da margem de carregamento do sistema.

Guedes *et al.* (2001) desenvolveram uma maneira de se determinar pontos de equilíbrio instáveis de interesse para avaliação da margem de estabilidade de tensão através

dos métodos energéticos. Para determinar tais pontos de equilíbrio o método identifica os conjuntos de barras de carga em que as tensões oscilam de maneira coerente (ilhas de controle de tensão). Mostra-se que as barras que pertencem à mesma ilha de controle de tensão, apresentam níveis de tensão similarmente baixos no ponto de colapso de tensão.

O valor da função energia fornece o tamanho do desnível entre o ponto de equilíbrio estável e um dos pontos de equilíbrio instável do sistema de potência. Entretanto o método apresenta duas dificuldades básicas. A primeira é a determinação de funções energia quando modelos mais complexos do sistema são considerados, a outra é o cálculo dos pontos de equilíbrio instáveis. O método apresentou bons resultados para a maioria das simulações realizadas.

Até agora, foram apresentados inúmeros trabalhos que utilizaram diversas técnicas para calcular a margem de carregamento do sistema. Dentre os trabalhos citados, existem alguns que podem ser usados para aplicação em tempo real e outros que não podem por apresentar elevado esforço computacional. De qualquer forma, todos os métodos até então apresentados não levam em consideração a direção de crescimento de carga para avaliação da margem de estabilidade de tensão. Em geral, isto proporciona maior velocidade para o método mas pode comprometer a avaliação da margem na medida em que não existe uma correlação clara entre os índices e o PMC. Uma linha sobrecarregada que não sofre impactos de acréscimo de transferência de potência na direção de crescimento de carga atual não é um problema do ponto de vista de estabilidade de tensão embora possa gerar índices de proximidade do colapso de tensão muito pequenos como por exemplo os índices baseados em valores singulares.

A seguir serão apresentados alguns trabalhos que utilizam a curva PV e/ou QV como técnica para estimar a margem de carregamento do SEP. Estas técnicas possuem uma direção

pré-determinada de crescimento de carga. Primeiramente serão apresentados os trabalhos que podem ser utilizados na operação em tempo real.

Ejebe *et al.* (1996) desenvolveram um novo método para calcular margem de carregamento em MVAr. O método estima o ponto de máximo carregamento (ponto de bifurcação) através da técnica de ajuste de curva QV. O ajuste é feito utilizando um polinômio de segunda ordem. A técnica utiliza a informação de três fluxos de potência para ajustar a curva QV e determinar a margem de carregamento do sistema com precisão. Os resultados obtidos são bem satisfatórios em comparação com o fluxo de potência continuado e o método ponto a ponto da curva QV. Este ainda apresentou um baixo esforço computacional, e, portanto, pode ser usado na operação em tempo real. O método apresentou resultados não muito precisos para as barras vizinhas a barra crítica do SEP, tornando o método limitado, pois este determina a margem de carregamento do sistema com precisão apenas para a barra crítica do sistema.

Chiang *et al.* (1997) desenvolveram um novo índice que calcula a margem de carregamento do SEP. O método é baseado na solução do fluxo de potência e na teoria de bifurcação sela-nó. Este índice é obtido através do ajuste das curvas (λ -V) e (θ -V). Este trabalho também calcula a tensão crítica (tensão correspondente ao ponto de bifurcação sela-nó da curva PV) da barra de carga mais sensível do sistema. Os autores deste trabalho compararam os resultados obtidos do método proposto com os resultados do fluxo de potência continuado e chegaram à conclusão que o método proposto é eficiente e pode ser aplicado em tempo real, pois possui um baixo esforço computacional. Por ser rápida, a metodologia pode auxiliar os operadores do sistema na tomada de decisões.

Sinhá *et al.* (2000) propuseram um índice que determina a margem de carregamento do SEP. Este índice é facilmente calculado e implementado e está baseado nos elementos da diagonal da matriz jacobiana do fluxo de potência. O valor do índice próximo ao ponto de

bifurcação é quase sempre constante (em torno de 0,5). Quando o índice assume valor próximo a 0,6 os resultados da predição da margem de carregamento são bem exatos. O artigo mostra que quando o valor do índice é superior a 0,7, os resultados da predição da margem de carregamento são ruins. O método calcula a margem para a barra mais crítica do sistema com uma excelente precisão, porém em outras barras do sistema apresenta uma menor precisão. O método pode ajudar os operadores do sistema na tomada de decisões.

Zhao et al. (2004) desenvolveram uma técnica para determinar a margem de carregamento do SEP com maior precisão. O método é baseado no trabalho desenvolvido por (CHIANG et al, 1997). Para melhorar a estimativa da margem de carregamento, os autores deste trabalho apresentaram um método baseado na sensibilidade das contingências para calcular a solução do fluxo de potência próximo ao ponto de bifurcação.

Os autores fizeram comparações entre três metodologias: o método proposto, o desenvolvido por (CHIANG *et al*, 1997) e o fluxo de carga continuado (método exato). O método proposto apresentou bons resultados em comparação com os outros métodos. Entretanto, a diferença entre os métodos não é significativa. O esforço computacional apresentado pelo método proposto foi um pouco superior ao de (CHIANG *et al*, 1997), a diferença computacional entre as metodologias é devido à inclusão da sub-rotina (sensibilidade). Entretanto, o aumento do esforço computacional é modesto e pode ser aplicado na operação em tempo real.

Wang *et al*. (2005) apresentaram um novo método para avaliar a estabilidade de tensão *on-line* baseada em caminhos de transmissão de potência. Um SEP é decomposto em vários caminhos de transmissão. O artigo define a potência crítica que chega às barras, assim como a distância elétrica entre cada barra. Através de um equivalente de duas barras é possível obter os índices de estabilidade de tensão. O método é capaz de identificar o caminho de

transmissão mais sensível e ao mesmo tempo avaliar a estabilidade de tensão do sistema corretamente.

Em seguida serão apresentados alguns trabalhos que utilizam o fluxo de potência continuado como técnica para calcular a margem de carregamento do sistema. Esses trabalhos, são utilizados em análise *off line*, por apresentarem elevado esforço computacional.

Ajjarapu e Feng (1998) implementaram uma metodologia para identificar o ponto de colapso de tensão (ponto de bifurcação sela-nó) utilizando um fluxo de carga modificado que incorpora as características dinâmicas do sistema, ao longo de aumentos quase estáticos de cargas. O ponto de colapso é 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. A metodologia calcula a margem de carregamento do sistema com precisão, apesar, de possuir elevado esforço computacional.

Silva e Costa (1999) propõem uma metodologia estática baseada no balanço nodal de potência para avaliar a margem de estabilidade de tensão, no qual pontos de equilíbrio são obtidos resolvendo-se simultaneamente o conjunto de equações algébricas e diferenciais em regime permanente. Esta formulação propicia a identificação mais precisa da bifurcação sela-nó, associada ao ponto de colapso de tensão, do que as abordagens tradicionais, visto que as características de regime permanente dos componentes dinâmicos do sistema de potência são consideradas.

Os limites de corrente de campo e de armadura foram precisamente implementados e os resultados obtidos demonstram as diferenças entre os limites de estabilidade de tensão do método proposto com o fluxo de potência convencional. Os resultados mostraram que quanto mais preciso for a modelagem dos componentes do SEP, mais realístico será a margem de

estabilidade de tensão do sistema. Devido ao elevado esforço computacional, o método é utilizado para análise *off line* do sistema.

Alves *et al.* (2002) apresentaram novos esquemas de parametrização que permitem o traçado completo da curva PV baseado em simples modificações da matriz jacobiana do fluxo de potência convencional. Neste trabalho, novas opções para a etapa de parametrização do método da continuação são apresentadas. Mostra-se que variáveis com claro significado físico podem ser utilizadas na etapa de parametrização. As seguintes variáveis são: perda total de potência ativa e reativa, potência ativa e reativa na barra de referência, potência reativa das barras de geração e as perdas de potências ativa e reativa nas linhas de transmissão. As modificações propostas para a etapa de parametrização não só preservam as características do método em si, mas também as melhoram.

Os resultados obtidos com a nova metodologia mostraram que as características de convergências do método de fluxo de potência convencional são melhoradas na região do PMC. Além disso, durante o traçado completo da curva PV, as diversas técnicas de parametrização podem ser comutadas entre si possibilitando o cálculo de todo os pontos da curva PV com um número reduzido de iterações. Mesmo assim, o método proposto continua apresentando elevado esforço computacional, e, portanto, não pode ser empregado na operação em tempo real.

Leite e Costa (2003) propuseram a utilização da formulação de injeção de corrente na análise do fluxo de potência continuado. Além da formulação de injeção de corrente apresentar as mesmas características de convergência da formulação polar convencional, tanto no processo de predição quanto no de correção, sua utilização proporciona uma grande redução no esforço computacional devido principalmente ao cálculo da matriz jacobiana a cada passo iterativo. A principal vantagem desta formulação frente à metodologia polar convencional, está no fato da estrutura e na montagem da matriz jacobiana, a qual é formada

basicamente pelos elementos da matriz admitância modal. O método proposto apresentou uma redução no esforço computacional, mesmo assim, não pode ser usado para aplicação em tempo real, pois o tempo computacional envolvido ainda é relativamente alto, quando se deseja analisar grandes cenários de contingências.

Andrade *et al.* (2005) apresentaram um novo método para detecção do ponto de colapso de tensão. Este índice é conhecido como *Full Sum* $\frac{\partial Q_i}{\partial V_i}$ (FSQV). Esse método leva em consideração a singularidade da matriz jacobiana do fluxo de carga próximo ao ponto de bifurcação (ponto de máximo carregamento). Esse artigo demonstra que quando a matriz jacobiana torna-se singular, a soma total das derivadas parciais das equações da potência reativa em relação ao nível de tensão é aproximadamente constante.

$$FSQV = \sum_{i=1}^{NB} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \text{constante}$$

Onde: NB é o número de barras do sistema de potência.

O valor FSQV depende do número de barras. Quanto maior a rede, mais altos serão os valores FSQV. Através de simulações verificou-se que o método FSQV é eficaz, pois, o seu valor manteve-se constante para os diferentes cenários de carga. O método permite simular contingências e verificar qual é o efeito de cada uma delas sobre a margem de carregamento do sistema. Os valores de FSQV do último fluxo de carga, antes do colapso de tensão, são todos iguais para os diferentes cenários, o que significa que é possível detectar o ponto de colapso de tensão com relativa precisão.

Este capítulo apresentou diferentes maneiras para se determinar o máximo carregamento do SEP. Alguns dos trabalhos apresentados podem ser empregados na operação em tempo real, pois requerem baixo esforço computacional, e, portanto, podem ser utilizados para análise e seleção de contingências. Além disso, foram apresentados alguns trabalhos que

possuem elevado esforço computacional na determinação da margem de carregamento do SEP. Estes trabalhos não podem ser aplicados na operação em tempo real.

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um método para determinar rapidamente a margem de carregamento do SEP. A técnica escolhida para determinar a margem de carregamento é a desenvolvida por Chiang *et al.* (1997), também conhecida como *Look-Ahead*. Esta técnica estima rapidamente a margem de carregamento do sistema de potência através de um simples ajuste de curvas. Este método é baseado na solução de apenas dois fluxos de potência, mais a solução do vetor tangente. O capítulo 5 deste trabalho apresenta em detalhes o método *Look-Ahead*.

CAPÍTULO 3

ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta alguns conceitos relacionados ao colapso de tensão, assim como os respectivos métodos de análise (*estática e dinâmica*). Ainda neste capítulo, será discutida a importância da seleção e análise de contingência no cálculo da margem de estabilidade de tensão do SEP.

3.2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS

Segundo Simões Costa (2002), os termos *instabilidade de tensão* e *colapso de tensão* são frequentemente usados na literatura, indistintamente, para designar o mesmo tipo de fenômeno. A análise do problema se baseia tanto em métodos estáticos (fluxo de potência), quanto em métodos dinâmicos, que levam em consideração a resposta no tempo dos diversos componentes e dispositivos envolvidos. Colapsos de tensão ocorrem, tipicamente, em sistemas de potência extremamente carregados, com escassez de potência reativa e/ou após

determinadas contingências. As seguintes definições têm sido associadas à estabilidade de tensão:

“Um sistema de potência operando em uma dada condição de operação é estável, do ponto de vista de tensão se, para toda barra do sistema, a sua amplitude de tensão aumenta quando a injeção de potência reativa na mesma barra é aumentada; um sistema de potência operando em uma dada condição de operação é instável do ponto de vista de tensão quando, no mínimo, uma barra do sistema tem sua amplitude de tensão reduzida quando a injeção de potência reativa na mesma é aumentada” (Kundur et al., 1992).

“Um ponto de operação de um sistema de potência é estável a um pequeno distúrbio se, seguido de qualquer distúrbio, o sistema de potência retorna ou fica próximo do mesmo ponto de operação pré-distúrbio” (Cañizares, 2001).

Neste trabalho adota-se a seguinte definição:

“A estabilidade de tensão é a capacidade que o sistema de potência possui em manter os perfis de tensões adequados, tanto em condições normais de operação quanto após condições de perturbações severas” (Taylor, 1994).

O fenômeno da instabilidade de tensão pode ocorrer devido a contingências no sistema elétrico, máxima transferência de potência ativa ou quando o sistema é incapaz de atender à demanda de potência reativa e é caracterizado pela diminuição da amplitude da tensão em uma ou mais barras do mesmo após a ocorrência do distúrbio, seja por um simples aumento de carga ou mudanças significativas na topologia do sistema.

O colapso de tensão é em geral um fenômeno local, mas sua ocorrência pode acarretar blecaute parcial ou total do sistema de potência. Como exemplo, podemos citar o blecaute

ocorrido na região Sul e Sudeste do Brasil em 1997, associado a um problema na rede de distribuição que se estendeu para o sistema de transmissão.

Para estudar esse fenômeno, foi criada uma força tarefa em março de 1998 com objetivos de criar metodologias e definir critérios para o estudo de estabilidade de tensão. No mundo, destacam-se os seguintes eventos relacionados ao fenômeno do colapso de tensão Taylor (1992), Taylor (1994), Kundur (1998).

- Japão, 22 de Agosto de 1970;
- França, 19 de Dezembro de 1978;
- Dinamarca, 2 de Março de 1979;
- Bélgica, 4 de Agosto de 1982;
- Flórida, 2 de Setembro de 1982, 26 de Novembro de 1982, 28 de Novembro de 1982 e 30 de Dezembro de 1982;
- Suécia, 27 de Dezembro de 1983;
- Flórida, 17 de Maio de 1985;
- Tcheco-Eslováquia, 5 de Julho de 1985;
- Inglaterra, 20 de Maio de 1986;
- França, 12 de Janeiro de 1987;
- Japão, 23 de Julho de 1987;
- WSCC, 2 de Junho de 1996;

Taylor (1992, 1994) descreve em detalhes algumas dessas ocorrências e mostra que cada uma delas originou-se por razões diferentes e que os tempos relacionados aos eventos também são diferenciados, em função da resposta dos diferentes elementos envolvidos. Os motores de indução, elos de corrente contínua e AVR, por exemplo, são bastante rápidos (alguns segundos) enquanto que os LTC's, partida de turbinas a gás e cargas termostáticas, apresentam dinâmica mais lenta (vários segundos até alguns minutos) conforme a figura 1.

Isso explica, em parte, o porquê de tempos de duração tão diferentes para os incidentes de instabilidade de tensão. Portanto, é importante entender os mecanismos que podem levar o sistema de potência ao estado de instabilidade de tensão.

O SEP pode entrar em estado de colapso de tensão, devido a diversos fatores, tais como:

- Acréscimo de carga.
- Saída de linhas de transmissão.
- Saída de geradores importantes no sistema.
- Variação automática de taps de transformadores.
- Rejeição de carga em uma determinada área do sistema de potência.

Os limites dos equipamentos de suprimento de potência reativa podem ocasionar a instabilidade de tensão uma vez que durante um distúrbio onde haja queda do perfil de tensão, a rede necessitará de um suprimento maior de potência reativa. Casos os limites desses equipamentos sejam atingidos, o suprimento de potência reativa estará comprometido o que levará o sistema ao colapso de tensão.

O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema elétrico de potência em atender à demanda de potência reativa após um determinado distúrbio (Taylor, 1994).

A instabilidade de tensão pode ser causada tanto por pequenas perturbações como por grandes perturbações e podem durar desde alguns segundos até vários minutos. Pode-se classificar a estabilidade de tensão de várias formas, tais como:

- Estabilidade de tensão a pequenas perturbações.
- Estabilidade de tensão a grandes perturbações.
- Estabilidade de tensão de curta duração.
- Estabilidade de tensão de longa duração.

Na prática, o fenômeno apresenta-se como a composição de duas ou três ou até mesmo de todas as classificações propostas (Dester, 2006). Entretanto, estudar todos esses fenômenos ao mesmo tempo torna-se inviável pela sua complexidade, por isso, faz-se a separação de tais fenômenos para efeito de estudo, para tentar entender o fenômeno de colapso de tensão.

3.2.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações refere-se à capacidade que o sistema de potência possui de manter o perfil de tensão em regime sob variações normais de carga, geração ou perdas de elementos poucos significativos no sistema. Esta capacidade depende do estado da rede, da característica da carga e dos sistemas de controle envolvidos. Nesse caso é permitida uma modelagem simplificada, onde a dinâmica dos componentes do sistema pode ser representada por modelos linearizados em torno de um ponto de equilíbrio (Kundur, 1994).

3.2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a grandes perturbações refere-se à capacidade que o sistema de potência possui de manter o perfil de tensão em regime após ocorrências de perturbações severas tais como: ocorrência de falta na rede de transmissão, perda de grandes blocos de geração ou de carga. Tal fato é observado nos casos apresentados em (Kundur, 1994), a partir do uso de simulações no domínio do tempo, estudos de estabilidade de tensão a grandes perturbações exigem uma modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema de potência.

O estudo deve contemplar uma janela de tempo que varie desde um segundo até dez ou mais minutos para que se englobem os fenômenos rápidos (atuação dos controles do

sistema HVDC, por exemplo) até os fenômenos mais lentos (atuação dos LTCs por exemplo) (Dester, 2006).

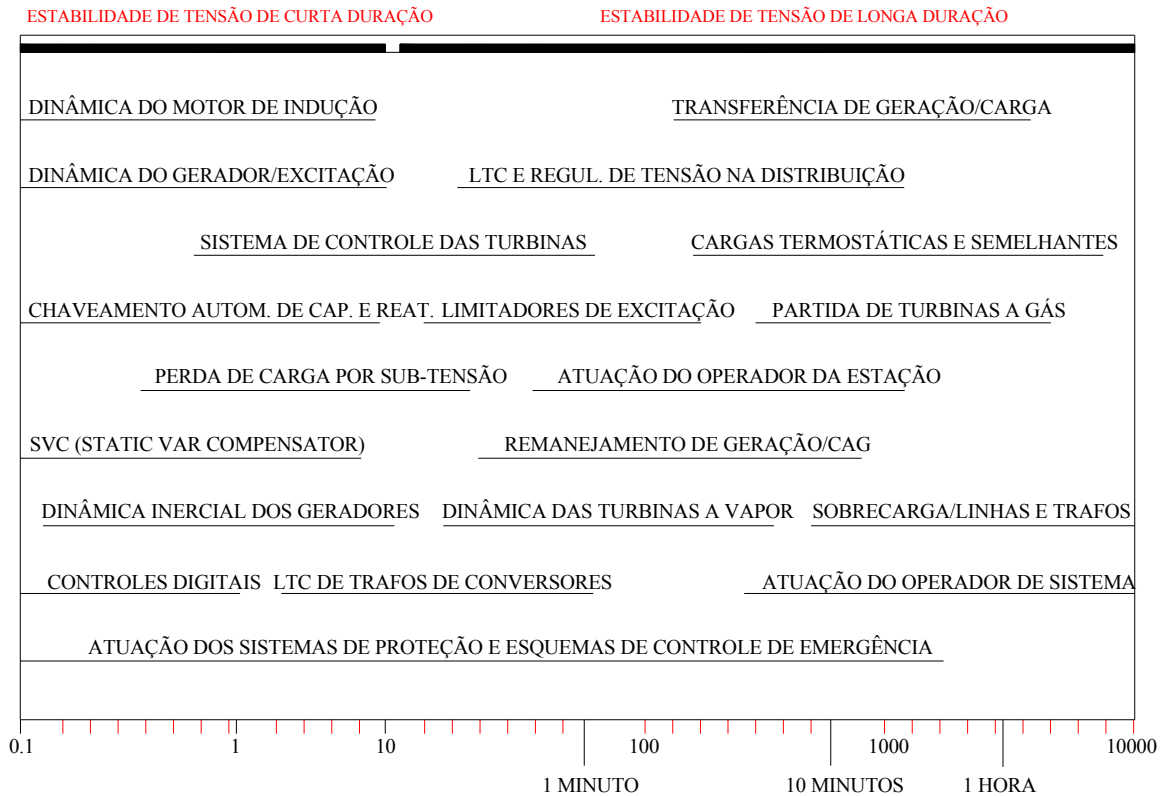
3.2.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

A estabilidade de tensão a curta duração está baseada na dinâmica dos componentes de atuação rápida, tais como: motores de indução, dispositivos FACTS (por exemplo, SVC), dinâmica inercial dos geradores, controles digitais (por exemplo, HVDC). Nesse caso, a janela de tempo para análise do fenômeno vai desde 0,1 até alguns segundos, como mostra a Figura 1, e envolve a solução numérica de um sistema de equações diferenciais.

3.2.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

A estabilidade de tensão de longa duração está baseada na dinâmica dos componentes de atuação lenta, tais como: LTC (Load Tap Changing), sobrecargas em linhas e transformadores, cargas controladas termostaticamente, entre outros. Nesse caso a janela de tempo para análise do fenômeno estende-se até a ordem de minutos, como mostra a Figura 1.

Na Figura 1 estão apresentados alguns eventos ocorridos durante um problema de estabilidade de tensão, considerando os fenômenos de curta duração e longa duração em uma escala de tempo que varia de 0,1s até 10.000 s (Taylor, 1994).



¹Figura 1: Fenômeno de estabilidade de tensão e tempo de respostas

3.3 MÉTODOS DE ANÁLISE

Métodos estáticos e dinâmicos vêm sendo utilizados para análise do problema de estabilidade de tensão, sendo a escolha da abordagem dependente da análise a ser efetuada.

3.3.1 ANÁLISE DINÂMICA

A análise dinâmica utiliza técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo, fornecendo dessa forma uma resposta mais fiel do comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de qualquer tipo de perturbação. Estes métodos são os únicos capazes de retratar

¹ A Figura 1 foi retirada e adaptada do livro do Carson Taylor.

cronologicamente, com precisão, os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo informação útil para a coordenação de dispositivos de controle e de proteção, bem como representando uma ferramenta indispensável para estudos de casos críticos e específicos, onde métodos estáticos omitem detalhes importantes. No entanto, métodos de simulação não-linear no domínio do tempo requerem um enorme esforço computacional. Isto os torna inadequados quando se precisa analisar uma grande quantidade de cenários, envolvendo contingências de linhas de transmissão, de unidades geradoras, crescimentos sucessivos de carga, etc (Silva, 2001). Além disso, os métodos de simulação no domínio do tempo, não fornecem de forma direta informações sobre a margem de estabilidade do sistema, restringindo sua aplicação a situações específicas do colapso de tensão.

Estas limitações tornam o uso da abordagem dinâmica inviável tanto para monitoração *on-line* do sistema de potência quanto para a análise de grandes sistemas para os quais se necessita avaliar um grande número de condições e de contingências.

3.3.2 ANÁLISE ESTÁTICA

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, diversas ferramentas estáticas têm sido utilizadas para análise devido à complexidade, ao tempo computacional necessário para simulações dinâmicas de grandes sistemas e ao fato das dinâmicas envolvidas muitas vezes serem lentas. Sauer *et al.* (1990) e Morison *et al* (1993) mostram, sob certas considerações, que a análise do problema através das abordagens estáticas ou dinâmicas levam a resultados semelhantes.

A análise estática é baseada em equações de fluxo de potência, não envolvendo, portanto, equações diferenciais. Essa forma de análise é importante, pois fornece informação sobre a margem de carregamento do sistema, através das curvas PV e QV.

Os cálculos das curvas PV e QV são normalmente utilizados para a determinação das margens de estabilidade de tensão a partir de um dado ponto de operação. Para a obtenção destas curvas resolve-se uma série de fluxos de potência, considerando-se incrementos de carga sucessivos, de acordo com uma direção pré-selecionada tanto para aumento de carga quanto para aumento na geração.

As curvas PV representam a relação entre o crescimento de carga e a variação de tensão. O método de curvas PV é normalmente usado para avaliar a margem de estabilidade de tensão do sistema como um todo (Silva, 2001). A margem de estabilidade de tensão do sistema corresponde à distância em MW ou em porcentagem, do ponto de operação (caso base) ao ponto de máximo carregamento do sistema (*nariz ou “nose”*) da curva PV.

Através da curva PV, pode-se visualizar o comportamento da tensão em função do carregamento da rede (potência ativa). A parte da curva que corresponde à região de operação *estável* é aquela onde as tensões são superiores à tensão correspondente ao “nariz” da curva PV. A parte da curva que corresponde à região de operação *instável* é aquela onde as tensões são inferiores à tensão correspondente ao “nariz” da curva PV. A Figura 2 ilustra o comportamento típico de uma curva PV.

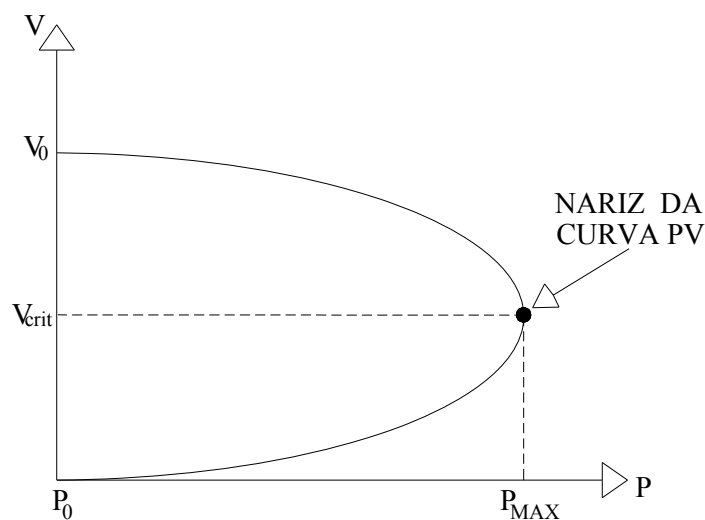


Figura 2: Representa uma curva PV que avalia a margem de estabilidade de tensão do sistema.

À medida que o sistema é estressado, no entanto, suas não-linearidades afloram. Isto é refletido na matriz Jacobiana do fluxo de potência, a qual se aproxima da singularidade à medida que os pontos da curva PV são calculados. O método de Newton, que é normalmente utilizado para a resolução do fluxo de potência apresenta dificuldade de convergência na proximidade do PMC do sistema, devido à singularidade da matriz Jacobiana no PMC. Para resolver este problema, e obter a curva PV completa, vários métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação vêm sendo propostos na literatura. Estes métodos consistem, normalmente, de etapas de parametrização, previsão, controle de passo, e correção. Através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do fluxo de potência, elimina-se a singularidade no PMC (Silva, 2001).

Outro método que aborda o problema relacionado à estabilidade de tensão é o baseado em curvas QV.

Através da curva QV obtém-se a variação da magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa. A obtenção desta curva é feita adicionando-se um condensador síncrono fictício à barra escolhida para análise. Reduz-se gradativamente a sua tensão à medida que se calcula a injeção de potência reativa através da solução de sucessivos fluxos de potência. Computacionalmente, isto é realizado convertendo-se a barra PQ em questão, em barra PV sem limites de injeção de reativos (Taylor, 1994).

Analisando a curva QV ilustrada na Figura 3, percebe-se que o sistema está estável na região onde a derivada dQ/dV é positiva e instável onde a derivada dQ/dV é negativa. O limite de estabilidade de tensão (ponto crítico) é atingido quando a derivada é igual a zero. A margem de potência reativa disponível na barra em análise é a diferença entre a potência reativa de saída nula do condensador síncrono e a potência de saída do mesmo no ponto limite de estabilidade de tensão.

A margem de potência reativa pode ser medida a partir da distância entre o eixo horizontal (saída nula do condensador síncrono) e o ponto mínimo (ponto crítico $dQ/dV=0$). Se o mínimo da curva se encontrar acima do eixo horizontal, o sistema de potência apresenta margem de potência reativa negativa, devido à incapacidade no suprimento de potência reativa, sendo recomendada a instalação de equipamentos adicionais de suporte de potência reativa. Na condição em que o ponto crítico se encontrar abaixo do eixo horizontal, o sistema apresenta margem de potência reativa positiva, nesta situação não há necessidade de instalação de nenhum tipo de equipamento para auxiliar no suporte de potência reativa. A curva QV, se traçada para o ponto de máximo carregamento, obtido a partir da curva PV, apresenta margem de potência reativa nula para as barras críticas do sistema de potência, pois o ponto crítico está tangente ao eixo horizontal. conforme a figura 3.

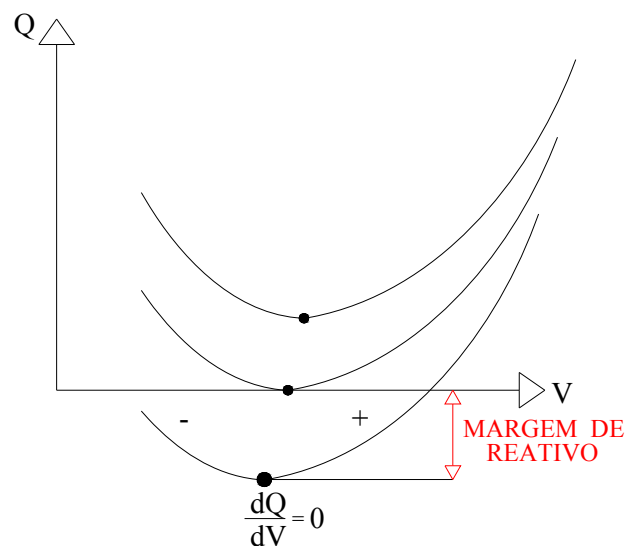


Figura 3: Curva Q-V usada para avaliar a margem de potência reativa.

Como vantagem, o método apresenta a determinação da margem de potência reativa das barras críticas do sistema de potência, porém uma de suas desvantagens é o fato de aumentar a carga reativa em apenas uma barra, podendo levar a resultados enganosos (Kundur, 1994). Por apresentar resultados enganosos, este método torna-se ineficiente quando se pretende avaliar a margem de carregamento do sistema de potência. Para esse tipo de análise essa técnica não é muito utilizada, visto que o método é aplicado barra a barra.

O presente trabalho utilizará o método das curvas PV para calcular a margem de carregamento do sistema.

3.4 DEFINIÇÃO DE CONTINGÊNCIA

Pode-se definir contingência como sendo um evento aleatório no qual um ou mais equipamentos saem de operação de forma inesperada, resultando em uma mudança de estado de um ou mais elementos do sistema de potência. Pode ser iniciada por um pequeno distúrbio, uma falta ou uma ação de chaveamento. Como exemplo de uma contingência, pode-se citar a saída de operação de uma linha de transmissão devido à ocorrência de um raio em uma de suas torres (Quintela, 2002).

As contingências podem ser classificadas como sendo *simples* e *múltiplas*.

- **Contingência Simples:** Ocorre quando somente um equipamento sai de operação (como uma linha de transmissão ou uma unidade geradora).
- **Contingência Múltipla:** Ocorre quando dois ou mais equipamentos saem de operação.

Em sistemas elétricos de grande porte, como é o caso do sistema Brasileiro, o número de contingências a ser analisado é muito grande, por isso torna-se praticamente impossível fazer uma análise de todas elas. Na prática, faz-se uma análise de todas as contingências simples e selecionam-se contingências múltiplas, cujas ocorrências sejam mais prováveis, de acordo com critérios definidos pela própria empresa operadora da rede.

Os sistemas de potência sofrem mudanças constantemente. Um sistema seguro é aquele que continua operando adequadamente mesmo quando componentes falham, sendo assim, muitos equipamentos são protegidos por dispositivos automáticos ou manuais, no intuito de serem desligados se seus limites forem violados. Se um sistema continua operando

com limites violados, devido a uma contingência, pode-se danificar algum equipamento ou sistemas externos, assim se o processo continuar a ocorrer, o sistema inteiro ou parte dele pode sofrer blecaute (Quintela, 2002).

3.4.1 ANÁLISE E SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS

Além de analisar o estado de operação atual do sistema no que diz respeito à estabilidade de tensão é importante identificar as contingências que podem levar o sistema a operar em condições anormais ou próximas do ponto de colapso. Este tipo de análise é denominado *análise de contingência*, ou seja, simula-se a ocorrência de contingência e então faz-se uma análise do seu impacto sobre a operação da rede.

Os limites operacionais normalmente levados em consideração na análise de contingências são *sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores (violação em MW) e sobre ou subtensões em barramentos (violação dos limites de tensão)*.

Se o sistema opera no *modo seguro*, a carga é atendida, todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal, não há violação dos limites de operação, nenhum equipamento é sobrecarregado e as possíveis contingências não causam violação de operação.

Se o sistema opera no *modo corretivamente seguro*, a carga é atendida e não há violação dos limites operação, violações causadas por possíveis contingências podem ser eliminadas por ações de controle sem a necessidade de corte de carga.

Se o sistema opera no modo alerta, a carga é atendida, não há violações de limites de operação, o nível de segurança está abaixo do limite especificado. Algumas violações causadas por possíveis contingências não podem ser eliminadas por ações de controle sem a necessidade de corte de carga, Stott , Alsaç e Monticelli (1992).

As redes elétricas atuais são projetadas para suportar todas as contingências simples, ou seja, a saída de um único equipamento não deve causar violação dos limites operacionais.

Durante certos períodos de tempo, a rede pode vir a operar sob condições não usuais, como exemplo, a saída de um ou mais equipamentos para manutenção. Nessa situação a rede elétrica pode se tornar vulnerável a determinadas contingências simples, além das contingências múltiplas. Por essa razão, deve-se em princípio considerar todas as contingências.

A análise de contingência pode ser realizada através da resolução do fluxo de carga para cada contingência da lista de contingências mais prováveis. Em seguida é feita uma verificação de possíveis violações nos limites operacionais. Na operação em tempo real, entretanto, a solução de sucessivos fluxos de carga torna-se impraticável devido às restrições de tempo computacional.

Um procedimento bem aceito de análise de contingência é dividir o processo em diferentes níveis, conforme a Figura 4.



Figura 4: Diferentes níveis para análise de contingência.

A Figura 4 ilustra de maneira genérica como é feita a análise de contingência para um determinado sistema. N_0 representa todas as contingências possíveis no sistema. No Nível 1 as contingências são classificadas de acordo com algum critério que leve em consideração os seus impactos sobre a rede, em particular no que se refere a violações dos limites operacionais. Nesse nível as contingências menos severas são filtradas e não são consideradas. O restante das contingências é considerado como as mais severas e então farão parte de uma nova lista de contingências representadas por N_1 . As contingências da lista N_1 são submetidas a uma nova análise da mesma forma que foi feita no nível 1. Então o processo se repete sempre com modelos (níveis) mais elaborados a cada passo, até que, após o nível n , existirá somente uma lista de N_n contingências, sendo estas contingências as mais severas e

que merecem uma análise mais detalhada a fim de se verificar as reais violações de limites operacionais.

A cada nível, o processo de seleção e análise das contingências vai se tornando cada vez mais elaborado. O objetivo desses níveis são filtrar as contingências menos severas, restando apenas as mais severas para serem analisadas.

A segurança do sistema está relacionada ao resultado da análise das contingências. Para cada contingência testada, verifica-se a existência de tensões fora dos limites operativos, assim como, a existência de linhas e transformadores sobrecarregados. Em uma dada condição, o sistema é considerado inseguro quando dada uma contingência, as tensões das barras do sistema ficam fora dos limites operativos. Se o sistema se encontrar inseguro quanto à estabilidade de tensão para pelo menos uma das contingências possíveis, devem ser tomadas ações de controle para melhorar a segurança de tensão do sistema.

O processo de análise de contingência envolve vários níveis, conforme foi mostrado na Figura 4 e é normalmente chamado de *seleção de contingência*.

A seleção de contingência consiste em calcular as condições de operação da rede pós-contingência, para uma lista de contingências pré-definida e classificá-las de acordo com o índice de severidade, assim as contingências menos severas serão desconsideradas, pois quase não influenciam no estado da rede. Essa classificação é baseada em índice de desempenho que indica a severidade das violações para cada contingência.

A seleção de contingência normalmente é realizada somente para as contingências simples. As contingências múltiplas a serem analisadas são escolhidas com rigor, de forma que somente as contingências mais prováveis sejam consideradas. Como exemplo, a saída de duas linhas de transmissão em paralelo que utiliza a mesma torre constitui uma contingência múltipla a entrar na lista das contingências mais prováveis (Quintela, 2002).

3.5 MARGEM DE CARREGAMENTO

A margem de estabilidade de tensão ou margem de carregamento é calculada como sendo o máximo acréscimo de carga que o sistema pode atender a partir do caso base, até atingir o ponto de instabilidade de tensão (Kundur, 1994; Taylor, 1994; ONS, 2001; Força Tarefa, 2000). Para obtenção desta, normalmente, utilizam-se os métodos estáticos (curvas PV) como foi apresentado na seção 3.3.2 do presente capítulo.

A Figura 5 ilustra de forma simplificada, a idéia de margem de segurança (ou margem estabilidade) com relação à estabilidade de tensão através de uma curva PV.

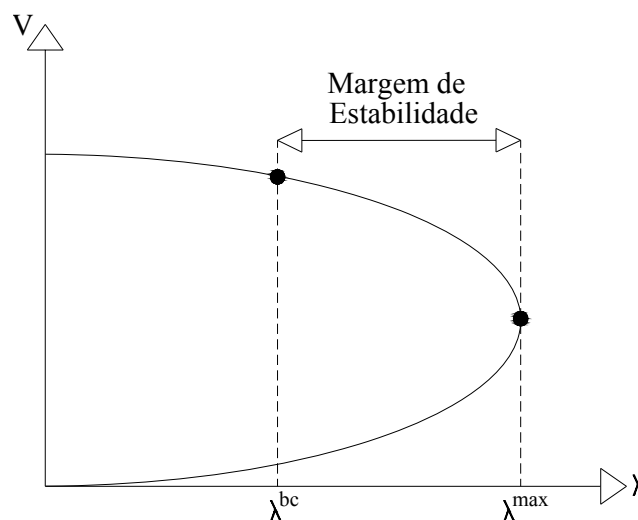


Figura 5: Margem de Estabilidade de tensão utilizando a curva λV .

O parâmetro λ^{bc} representa o carregamento atual do sistema (caso base) e λ^{max} representa o máximo carregamento que o sistema suporta. A diferença entre os dois carregamentos corresponde à margem de segurança (ou margem estabilidade) do sistema. À medida que aumentamos o parâmetro (λ), o sistema se aproxima do ponto de colapso de tensão, representado pelo parâmetro (λ^{max}).

A seguir serão apresentadas algumas vantagens e desvantagens da margem de estabilidade como índice de colapso de tensão.

a) Vantagens:

- Fácil aceitação e entendimento;
- Pode ser facilmente calculada, pois é baseado em modelos estáticos (utiliza apenas equações algébricas), não incluindo a dinâmica dos componentes da rede;

b) Desvantagens:

- Requer a suposição de crescimento de carga e geração em uma dada direção, que algumas vezes não está disponível;
- Por ser baseado em métodos estáticos, não se obtém informações sobre a cronologia dos mecanismos que causam a instabilidade do sistema de potência;

As concessionárias de energia elétrica utilizam-se dessa ferramenta (análise estática) para medir o quanto o sistema está próximo do colapso de tensão. Dessa maneira os operadores do sistema terão tempo para tomar alguma decisão prévia (controle preventivo) antes da ocorrência do fenômeno.

O controle preventivo move o estado do sistema para um ponto de operação com tensões seguras, mudando o ponto de operação corrente da rede e evitando o surgimento de violações caso algum distúrbio venha a ocorrer. O objetivo do controle preventivo é impedir o colapso de tensão antes dele efetivamente ocorrer (Quintela, 2002). Portanto, para que os operadores possam tomar a decisão correta, metodologias que identifiquem as ações de controle mais adequadas são ferramentas indispensáveis no centro de operação.

CAPÍTULO 4

MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, discutem-se os modelos de dispositivos pertencentes aos sistemas de potência usualmente empregados na análise de estabilidade de tensão.

As barras de geração serão modeladas como barras de tensão regulada (barras PV), ou seja, barras que possuem tensão constante até o ponto em que o limite estático de geração de potência reativa é atingido. A partir daí a barra PV passa a se comportar como uma barra PQ, onde a tensão passa a ser variável. Como complemento ao modelo de geradores empregado, será implementada uma rotina que possibilitará fazer um redespacho das potências ativas geradas de todos os geradores como forma de evitar que a barra de referência angular (barra “slack”) assuma todo o aumento de geração de potência ativa exigida pelas cargas (Guedes, 2000).

Será utilizado também o modelo de carga de potência constante, pois para análises com curva PV, esta representação resulta em uma margem de carregamento mais pessimista. Nesta situação, a potência da carga não varia com a tensão, obrigando a corrente a aumentar e provocar quedas de tensão mais acentuadas nas linhas do sistema. Será implementada uma rotina que possibilitará o crescimento tanto das potências ativas quanto das reativas das barras

do sistema, de modo a permitir o estudo do colapso de tensão em uma dada direção de crescimento de carga (λ).

4.2 REDE DE TRANSMISSÃO

A linha de transmissão é representada pelo modelo π usual como ilustra a figura 6, é composto por três parâmetros: resistência série r_{km} ; reatância série x_{km} e a susceptância shunt b_{km}^{sh} . A expressão da impedância série em termos dos parâmetros da linha de transmissão é dada pela expressão (4.1).

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (4.1)$$

Representando a expressão (4.1) em termos de admitância do ramo k-m, temos:

$$y_{km} = z_{km}^{-1} = g_{km} + jb_{km}$$

$$y_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (4.2)$$

Onde g_{km} e b_{km} são respectivamente, condutância e susceptância do ramo k-m da linha de transmissão.

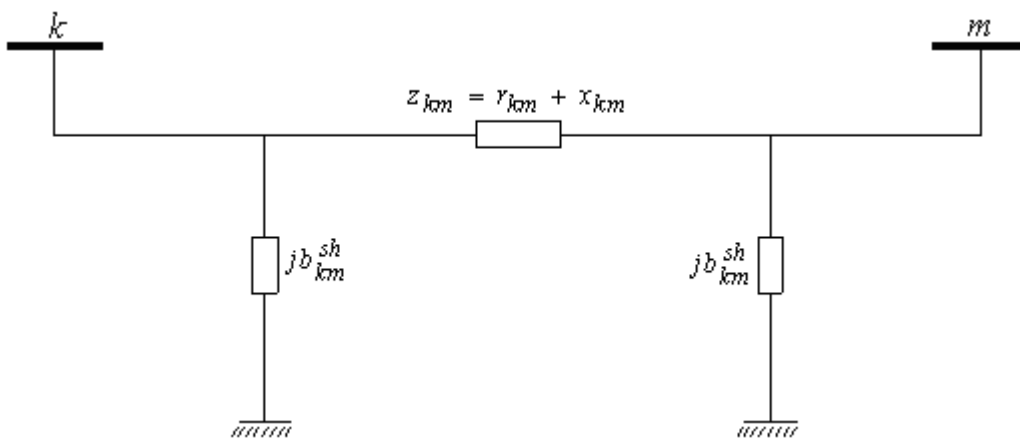


Figura 6: Modelo π equivalente de uma linha de transmissão

Quando o modelo π representa uma linha de transmissão, têm-se r_{km} e x_{km} positivos, o que implica em g_{km} positivo e b_{km} negativo (ou indutivo). Já o elemento b_{km}^{sh} é positivo, pois o shunt de linha é do tipo capacitivo.

Nesse modelo as potências ativas (P_k) e reativas (Q_k) injetadas na barra k são funções dos módulos e ângulos das tensões nas demais barras do sistema, V_k e θ_k respectivamente, conforme as expressões (4.3) e (4.4). Os termos G_{km} e B_{km} representam respectivamente, a parte real e imaginária do elemento Y_{km} da matriz admitância nodal da rede de transmissão. A matriz admitância nodal é construída a partir da resistência e reatância série e susceptância shunt que são os parâmetros do modelo π da linha de transmissão Monticelli (1983, 1999). Tais parâmetros assim como o módulo da tensão são dados em p.u, e os ângulos em radianos.

$$P_k = \sum_{m=1}^{NB} V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.3)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^{NB} V_k V_m [G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.4)$$

4.3 PARÂMETRO DE CRESCIMENTO DE CARGA (λ)

O parâmetro de crescimento de carga (λ) tem como função controlar o tamanho do incremento dado às potências ativas e reativas, tanto da geração quanto da carga. As barras de cargas selecionadas para ter as potências ativas e reativas aumentadas são denominadas de barras de crescimento forçado (Guedes, 2000).

Todo o equacionamento efetuado neste capítulo está baseado no parâmetro λ e nas potências bases, ativas e reativas. Para o caso base, o parâmetro $\lambda = \lambda_0$ será adotado como sendo igual a 1. Caso o parâmetro λ seja, por exemplo, igual a 1,5, haverá um aumento de

carga no sistema de 50% em relação ao caso base. Portanto, a potência ativa total consumida pelas cargas pode ser representada através da expressão (4.5).

$$P_{TOTAL} = \lambda P_{0TOTAL} \quad (4.5)$$

Onde P_{TOTAL} é a potência ativa total consumida pelas cargas, P_{0TOTAL} é a potência ativa total consumida pelas cargas do caso base e λ é o parâmetro que parametriza o aumento de carga nas barras do SEP.

4.4 REDESPACHO DE CARGA DOS GERADORES

A não redistribuição do incremento da potência ativa consumida entre os geradores do sistema faz com que um fluxo muito elevado de potência ativa seja observado nas linhas de transmissão que ligam a barra de referência as barras que tiverem suas potências ativas consumidas elevadas. Tal situação faz com que as tensões caiam de maneira acentuada nas barras conectadas às linhas de transmissão sobrecarregadas. Tal fenômeno não ocorre no sistema elétrico real, uma vez que reguladores de velocidade das turbinas do sistema controlam a injeção de potência ativa entregue à rede. Os ajustes dos reguladores são colocados de forma a permitir a repartição das cargas de potência ativa de acordo com algum critério estabelecido pela concessionária (Guedes, 2000).

Neste trabalho escolheu-se dividir o incremento total da potência ativa consumida de maneira proporcional ao momento de inércia dos geradores, conforme a expressão (4.6).

$$\Delta P_{Ger_i} = \frac{M_i}{M_T} \Delta P_{carga\ total} \quad (4.6)$$

Onde ΔP_{Ger_i} é o incremento de potência ativa assumida pelo gerador i , M_i é o momento de inércia do gerador i , M_T é o momento de inércia total dos geradores do sistema e $\Delta P_{carga\ total}$ é

o somatório da variação da potência ativa nas barras de cargas (PQ) do sistema de potência. É importante ressaltar que se as barras de geração (PV) possuírem cargas, estas deverão ser consideradas no cálculo de $\Delta P_{carga\ total}$ da seguinte maneira:

$$\Delta P_{carga\ total} = \sum_{j=1}^{NB} \Delta P_{carga\ j} \quad (4.7)$$

Onde NB é o número de barras do sistema e $\Delta P_{carga\ j}$ é a variação da carga na barra j . Esta variação é definida como sendo a diferença entre a carga incrementada e a carga base, como mostra a expressão (4.8).

$$\Delta P_{carga\ j} = P_j(\lambda) - P_j(\lambda_0) \quad (4.8)$$

Substituindo a expressão (4.8) em (4.7), temos:

$$\Delta P_{carga\ total} = \sum_{j=1}^{NB} [P_j(\lambda) - P_j(\lambda_0)] \quad (4.9)$$

Em seguida, substitui-se a expressão (4.9) em (4.7), para encontrar a expressão da variação de potência ativa do gerador i :

$$\Delta P_{Ger_i} = \frac{M_i}{M_T} \sum_{j=1}^{NB} [P_j(\lambda) - P_j(\lambda_0)] \quad (4.10)$$

A potência ativa gerada pelo gerador i , é dada em função do parâmetro λ , conforme a expressão (4.11).

A variação de potência ativa do gerador i é definida como sendo a diferença entre a potência ativa gerada incrementada e a potência ativa gerada do caso base, como mostra a expressão (4.12).

$$P_{Ger_i} = P_{Ger_i}(\lambda) \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{Ger_i} = P_{Ger_i}(\lambda) - P_{Ger_i}(\lambda_0) \quad (4.12)$$

Substituindo a expressão (4.12) em (4.10), chega-se a expressão da potência ativa gerada pelo gerador i .

$$P_{Ger_i}(\lambda) = P_{Ger_i}(\lambda_0) + \frac{M_i}{M_T} \sum_{j=1}^{NB} [P_j(\lambda) - P_j(\lambda_0)] \quad (4.13)$$

Para cada fluxo de carga, determina-se o valor P_{Ger_i} , segundo a expressão (4.13). As novas potências ativas são usadas para o cálculo do próximo fluxo de carga, fornecendo dessa forma uma boa aproximação da repartição de cargas pelos geradores do sistema de potência.

4.5 CRESCIMENTO DE CARGA

De forma a possibilitar o estudo de estabilidade de tensão do sistema elétrico de potência nas várias formas de crescimento de carga possíveis, a cada barra do sistema de potência é associado um parâmetro de crescimento de potência ativa K_{ABj} e outro de potência reativa K_{RBj} , também conhecidos como fator de participação ativo e reativo respectivamente. Estes controlam o crescimento relativo com que as cargas crescem durante o processo de análise, à medida que os sucessivos cálculos de fluxo de carga são executados (Guedes, 2000). Além dos fatores de participação das barras, existem também os fatores de participação das áreas K_{Ai} , que junto com o parâmetro λ podem influenciar na determinação das potências ativas e reativas das cargas do sistema.

Os fatores de participação das áreas K_{Ai} controlam o crescimento de carga total relativo entre as áreas, enquanto que os fatores de participação das barras controlam o crescimento de carga relativo entre as barras da mesma área.

Considere um sistema de potência composto por NB barras divididos em NA áreas e NG geradores. Seja A_i o conjunto de barras que pertencem a i -ésima área. A potência ativa total (P_{TOTAL}) das cargas do sistema é definida através das expressões (4.5) e (4.14).

$$P_{TOTAL} = \sum_{i=1}^{NA} P_{Ai} \quad (4.14)$$

Sendo P_{Ai} a potência ativa total consumida pelas cargas da área i , NA o número de áreas do sistema de potência e P_{0TOTAL} a potência ativa total do caso base. A potência ativa da i -ésima área P_{Ai} é dada por:

$$P_{Ai} = \sum_{j \in A_i} P_{Bj} \quad (4.15)$$

Sendo P_{Bj} a potência ativa das cargas da j -ésima barra que pertence a i -ésima área.

Para controlar o crescimento relativo de carga entre as áreas, utiliza-se um fator de participação K_{Ai} para cada área do sistema conforme a expressão (4.16).

$$P_{Ai} = P_{o_{Ai}} [1 + K_{Ai} \times \alpha] \quad (4.16)$$

Sendo $P_{o_{Ai}}$ a potência ativa das cargas da área i do caso base, P_{Ai} a potência ativa das cargas que pertencem a i -ésima área e K_{Ai} é o fator de participação da área i .

Além dos fatores de participação das áreas existem os fatores de participação das barras (ativo e reativo) que controlam o crescimento relativo das cargas nas barras da mesma área do sistema de potência. O controle é feito ajustando-se os fatores de participação de cada barra. A expressão (4.17) mostra como é realizado o aumento de carga nas barras do sistema.

$$P_{Bj} = P_{0_{Bj}} \left[1 + K_{ABj} \times \gamma \right] \quad (4.17)$$

Sendo $P_{0_{Bi}}$ a potência ativa das cargas da barra i do caso base, P_{Bj} a potência ativa das cargas que pertencem a i -ésima área, K_{ABj} o fator de participação ativa da barra j , α e γ são constantes de proporcionalidade a ser determinada.

As constantes α e γ serão determinadas em função da variável λ que parametriza o crescimento de carga do sistema.

Igualando as expressões (4.5) e (4.14) e com auxílio da expressão (4.16) determina-se o valor da constante α .

$$\begin{aligned} \lambda P_{0_{TOTAL}} &= \sum_{i=1}^{NA} P_{Ai} \\ \lambda \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} &= \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} \left[1 + K_{Ai} \times \alpha \right] \\ \lambda \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} &= \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} + \left(\sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} K_{Ai} \right) \alpha \\ \lambda \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} - \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} &= \left(\sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} K_{Ai} \right) \alpha \\ \sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} (\lambda - 1) &= \left(\sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} K_{Ai} \right) \alpha \\ \alpha &= \frac{\left(\sum_{i=1}^{NA} P_{0_{Ai}} \right) (\lambda - 1)}{\left(\sum_{i \in A_j} P_{0_{Ai}} K_{Ai} \right)} \end{aligned} \quad (4.18)$$

Através da expressão (4.19) é possível obter uma nova constante, chamada de β_{AREA_ATIVA} . Essa constante depende do fator de participação ativa da área i , da potência ativa da carga da área i do caso base, como mostra a expressão (4.19).

$$\beta_{AREA_ATIVA} = \frac{\sum_{i=1} P_{0_Ai}}{\sum_{i \in A_j} P_{0_Ai} K_{Ai}} \quad (4.19)$$

Portanto, a constante α pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$\alpha = \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) \quad (4.20)$$

Substituindo a expressão (4.20) em (4.16), obtém-se a expressão da potência ativa total da i -ésima área do sistema.

$$P_{Ai} = P_{0_Ai} \left[1 + K_{Ai} \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) \right] \quad (4.21)$$

A partir da expressão (4.15) obtém-se a constante γ . Substituindo as expressões (4.21) e (4.17) em (4.15) tem-se:

$$P_{0_Ai} \left[1 + K_{Ai} \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) \right] = \sum_{j \in A_i} P_{0_Bj} (1 + K_{ABj} \times \gamma)$$

$$P_{0_Ai} + P_{0_Ai} K_{Ai} \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) = \sum_{j \in A_i} P_{0_Bj} + \left[\sum_{j \in A_i} P_{0_Bj} K_{ABj} \right] \gamma$$

$$P_{0_Ai} + P_{0_Ai} K_{Ai} \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) = P_{0_Ai} + \left[\sum_{j \in A_i} P_{0_Bj} K_{ABj} \right] \gamma$$

$$P_{0_Ai} K_{Ai} \beta_{AREA_ATIVA} (\lambda - 1) = \left[\sum_{j \in A_i} P_{0_Bj} K_{ABj} \right] \gamma$$

$$\gamma = \frac{P_{0_{Ai}} K_{Ai} \beta_{AREA_{ATIVA}} (\lambda - 1)}{\sum_{j \in A_i} P_{0_{Bj}} K_{ABj}} \quad (4.22)$$

Através da expressão (4.22) determina-se a constante β_j . Essa constante é calculada através da expressão (4.23).

$$\beta_j = \frac{P_{0_{Ai}} K_{Ai} \beta_{AREA_{ATIVA}}}{\sum_{j \in A_i} P_{0_{Bj}} K_{ABj}} \quad (4.23)$$

A expressão de γ pode ser simplificada, substituindo a expressão (4.23) em (4.22).

$$\gamma = \beta_j (\lambda - 1) \quad (4.24)$$

Para obter a expressão da potência ativa das cargas nas barras do sistema, basta substituir a expressão (4.24) em (4.17). Assim temos:

$$P_{Bj} = P_{0_{Bj}} \left[1 + K_{ABj} \beta_j (\lambda - 1) \right] \quad (4.25)$$

Através da expressão (4.25) é possível controlar o crescimento das cargas no sistema. O controle é efetuado através do ajuste dos fatores de participação das barras e das áreas do sistema.

Foi apresentada a dedução da potência ativa das cargas nas barras do sistema. Para a potência reativa, a dedução é feita de forma análoga. Serão apresentadas apenas as expressões mais importantes para obtenção da expressão da potência reativa.

$$Q_{Bj} = Q_{0_{Bj}} \left[1 + K_{RBj} \beta_{jR} (\lambda - 1) \right] \quad (4.26)$$

Sendo $Q_{0_{Bj}}$ a potência reativa da barra i do caso base, K_{RBj} o fator de participação reativa da barra j , β_{jR} constante de proporcionalidade. Essa constante é calculada através expressão (4.27).

$$\beta_{jR} = \frac{Q_{0_{Ai}} K_{Ai} \beta_{AREA_{REAT}}}{\sum_{j \in A_i} Q_{0_{Bj}} K_{RBj}} \quad (4.27)$$

Sendo K_{Ai} o fator de participação reativo da área i . A constante $\beta_{AREA_{REAT}}$ é determinada pela expressão (4.28).

$$\beta_{AREA_{REAT}} = \frac{\sum_{i=1} Q_{0_{Ai}}}{\sum_{i \in A_j} Q_{0_{Ai}} K_{Ai}} \quad (4.28)$$

Em um sistema, a variação da carga acontece durante todo o dia. Em horários de ponta (carga pesada), normalmente o centro de controle faz um redespacho de carga entre os geradores, no intuito de atender a demanda que cresce em uma determinada área e/ou barra do sistema.

Neste trabalho, o aumento da carga será efetuado para todas as barras do sistema proporcional ao caso base. O sistema será dividido em várias áreas, para que se possam incrementar de maneira diferente todas as áreas.

CAPÍTULO 5

MÉTODO LOOK-AHEAD

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, será apresentada a metodologia proposta por Chiang *et al.*(1997), conhecida como *Look-Ahead*. O método explora o fato de que próximo ao ponto de bifurcação, a curva λ -V possui propriedade quadrática. Dessa forma é possível estimar o PMC, explorando essa propriedade. Também será apresentado um método para estimar o perfil de tensão do sistema, baseado na mesma propriedade quadrática próximo ao ponto de bifurcação.

5.2 CÁLCULO DA MARGEM DE CARREGAMENTO

Nesta seção será apresentada a formulação matemática necessária para estimar a margem de carregamento do sistema (λ_{max}). Esta formulação é baseada na solução do fluxo de potência. Consideram-se x_1 e x_2 as variáveis de estado (tensão e ângulo) do sistema, para diferentes níveis de carregamento λ_1 e λ_2 , conforme a figura 7.

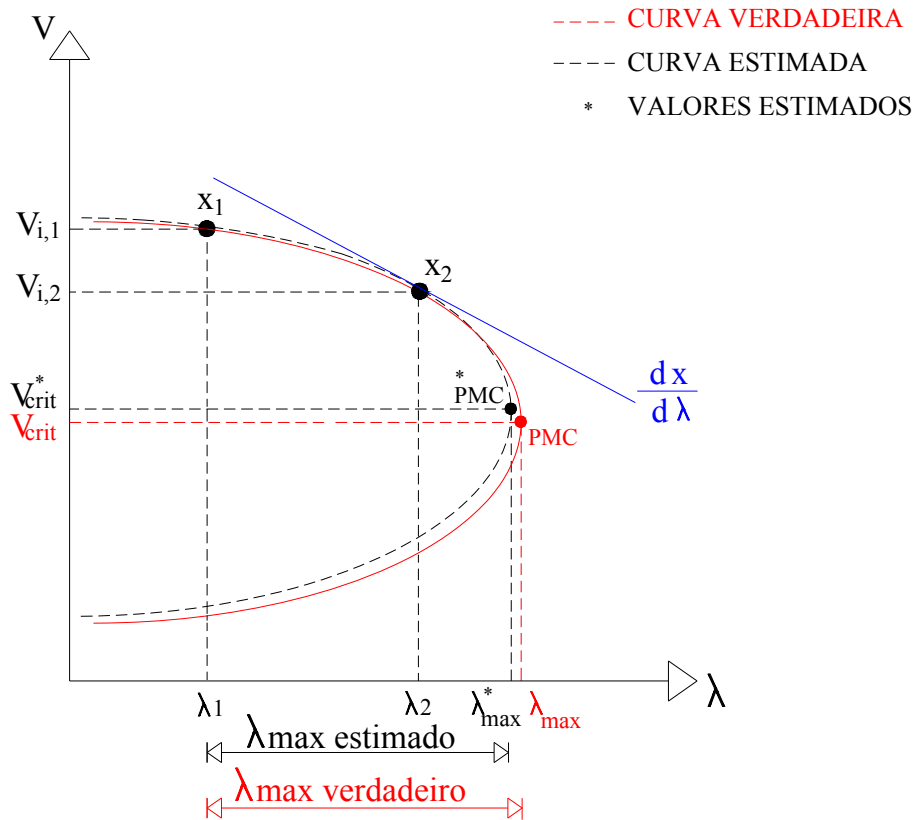


Figura 7: Determinação do máximo carregamento do sistema através do ajuste da Curva (λ - V).

Com esses dois pontos de operação (x_1 e x_2) estima-se o ponto de máximo carregamento $^* \text{PMC}$ do sistema, representado pelo parâmetro λ_{max}^* . A estimativa é realizada para a barra de carga mais sensível do sistema, chamada de *barra piloto de tensão*. A *barra piloto de tensão* é determinada através da expressão (5.1).

$$\Delta V_i = \frac{(V_i|_{\lambda=\lambda_1} - V_i|_{\lambda=\lambda_2})}{V_i|_{\lambda=\lambda_1}} \quad (5.1)$$

Onde ΔV_i é a variação relativa de tensão da i -ésima barra de carga do sistema, $V_i|_{\lambda=\lambda_1}$ é a tensão da i -ésima barra de carga correspondente ao ponto de operação x_1 da figura 7 e $V_i|_{\lambda=\lambda_2}$ é a tensão da i -ésima barra de carga correspondente ao ponto de operação x_2 da figura 7. A barra de carga que possuir a maior variação de tensão é escolhida como sendo a *barra piloto de tensão*. Nem sempre a mesma barra piloto apresenta maior variação de tensão e

ângulo ao mesmo tempo. O sistema pode apresentar mais de uma barra piloto, uma referente à tensão (*barra piloto de tensão*) e outra referente ao ângulo (*barra piloto de ângulo*). A curva λ -V da *barra piloto de tensão* é escolhida para calcular a margem de carregamento do sistema. Utiliza-se a propriedade quadrática desta curva próximo ao ponto de bifurcação para estimar o *PMC. A estimativa é realizada ajustando-se uma curva quadrática (λ -V), representada pela expressão geral (5.2).

$$\lambda = \alpha + \beta V_i + \gamma V_i^2 \quad (5.2)$$

Passando pelos pontos x_1 e x_2 , os parâmetros α , β e γ são incógnitas a determinar e V_i é a tensão da *barra piloto de tensão* do sistema. Os pontos de operação x_1 e x_2 na figura 7 são obtidos através do fluxo de potência. Dado um nível de carregamento (λ_1) obtém-se através do fluxo de potência a variável de estado x_1 . Este ponto, por sua vez, representa o ponto de operação base do sistema. Considerando que haja um aumento do nível de carregamento do sistema, representado pelo parâmetro (λ_2) na figura 7, determina-se a variável de estado x_2 através do fluxo de potência. Conhecidas as variáveis de estado x_1 e x_2 do sistema determinam-se as expressões (5.3) e (5.4).

$$\lambda_1 = \alpha + \beta V_{i,1} + \gamma V_{i,1}^2 \quad (5.3)$$

$$\lambda_2 = \alpha + \beta V_{i,2} + \gamma V_{i,2}^2 \quad (5.4)$$

Onde, λ_1 e λ_2 representam o carregamento do sistema, sendo $\lambda_2 > \lambda_1$ e $V_{i,1}$ e $V_{i,2}$ são as tensões da *barra piloto de tensão*, referente a cada nível de carregamento, sendo $V_{i,1} > V_{i,2}$, conforme foi apresentado na figura 7.

Percebe-se que as expressões (5.3) e (5.4) possuem três incógnitas (α , β e γ), então é necessário a obtenção de uma terceira expressão, chamada de *expressão auxiliar*. Esta expressão auxiliar é obtida derivando-se (5.3) ou (5.4) em relação ao parâmetro λ . Por conveniência será escolhida a expressão (5.4), devido esta representar o segundo ponto de

operação (x_2). Este ponto de operação é escolhido pelo fato de estar mais próximo do ponto de bifurcação. Portanto, derivando-se a expressão (5.4) em relação a λ_2 , obtém-se a expressão auxiliar (5.5).

$$1 = \beta \frac{dV_i}{d\lambda} \Big|_{\lambda=\lambda_2} + 2\gamma \frac{dV_i}{d\lambda} \Big|_{\lambda=\lambda_2} V_{i,2} \quad (5.5)$$

A expressão (5.5) possui um termo não conhecido $\frac{dV_i}{d\lambda} \Big|_{\lambda=\lambda_2}$. Esse termo é obtido através do cálculo do vetor tangente (Souza, 1996).

O vetor tangente indica o grau de sensibilidade das tensões e ângulos das barras do sistema, dada uma variação do parâmetro λ . Os elementos do vetor tangente fornecem informações importantes sobre a dinâmica do colapso de tensão, indicando quais são as barras mais atingidas pelo fenômeno (Guedes, 2000).

Sejam as equações de fluxo de potência, com cargas variando de acordo com o parâmetro λ , dada por $F(x, \lambda)=0$, onde x é o vetor das variáveis de estado do sistema. Se $\frac{\partial F}{\partial x}$ é não singular, então pode-se determinar x em função de λ de tal forma que a equação acima seja satisfeita, ou seja, $F(x(\lambda), \lambda)=0$. O vetor tangente $\frac{\Delta x}{\Delta \lambda} \approx \frac{dx}{d\lambda}$ pode ser calculado para um determinado ponto de equilíbrio (x, λ) . A figura 7 ilustra o ponto de operação onde será calculado o vetor tangente. Este vetor é calculado através da expressão (5.6).

$$F(x, \lambda) = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{(x,\lambda)} \Delta x + \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_{(x,\lambda)} \Delta \lambda = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{(x,\lambda)} \Delta x = - \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_{(x,\lambda)} \Delta \lambda$$

$$\frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{(x,\lambda)} \frac{\Delta x}{\Delta \lambda} = - \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_{(x,\lambda)} \quad (5.6)$$

Onde a matriz dos coeficientes $\frac{\partial F}{\partial x}$ é a matriz jacobiana do fluxo de potência e $\frac{\partial F}{\partial \lambda}$ é o vetor das derivadas de equações de potência ativa e reativa.

A expressão (5.6) mostra que o vetor tangente pode ser calculado de maneira relativamente simples uma vez que a matriz jacobiana $\frac{\partial F}{\partial x}$ já foi calculada e fatorada durante a solução do fluxo de potência e o vetor $\frac{\partial F}{\partial \lambda}$ pode ser facilmente obtido. A dimensão da matriz jacobiana é $(NPV+2NPQ) \times (NPV+2NPQ)$, sendo NPV o número de barras PV e NPQ o número de barras PQ do sistema. O vetor $\frac{\partial F}{\partial \lambda}$ é calculado através da expressão (5.7).

$$F(x, \lambda) = \begin{pmatrix} F_1(x, \lambda) \\ F_2(x, \lambda) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P^{esp}(\lambda) - P^{calc}(x) \\ Q^{esp}(\lambda) - Q^{calc}(x) \end{pmatrix}$$

$$\frac{\partial F}{\partial \lambda} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial F_2}{\partial \lambda} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P^{esp}(\lambda)}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q^{esp}(\lambda)}{\partial \lambda} \end{pmatrix} \quad (5.7)$$

Onde $P^{esp}(\lambda)$ e $Q^{esp}(\lambda)$, são respectivamente os vetores de potência ativa e reativa líquida, ou seja, potência ativa e reativa gerada menos a potência ativa e reativa consumida pela carga do sistema. A potência ativa gerada P^{gerada} e a potência ativa consumida pelas cargas P^{carga} foram calculadas através das expressões (4.13) e (4.25) do capítulo 4 deste trabalho. A expressão $\frac{\partial P^{esp}}{\partial \lambda}$ é calculada conforme expressão (5.8).

$$\frac{\partial P^{esp}}{\partial \lambda} = \frac{\partial (P^{gerada} - P^{carga})}{\partial \lambda}$$

$$\frac{\partial P_i^{esp}}{\partial \lambda} = \frac{\partial}{\partial \lambda} \left[\left(P_{Ger_i}(\lambda_0) + \frac{M_i}{M_T} \sum_{k=1}^{NB} (P_k(\lambda) - P_k(\lambda_0)) \right) - P_{0_{Bi}} \left(1 + K_{ABi} \beta_j (\lambda - 1) \right) \right]$$

$$\frac{\partial P_i^{esp}}{\partial \lambda} = \frac{\partial}{\partial \lambda} \left[\left(P_{Ger_i}(\lambda_0) + \frac{M_i}{M_T} \sum_{k=1}^{NB} P_{0_{Bi}} (1 + K_{ABi} \beta_j (\lambda - 1)) - P_k(\lambda_0) \right) - P_{0_{Bi}} (1 + K_{ABi} \beta_j (\lambda - 1)) \right]$$

$$\frac{\partial P_i^{esp}}{\partial \lambda} = \left(\frac{M_i}{M_T} \sum_{k=1}^{NB} P_{0_{Bi}} K_{ABi} \beta_j \right) - P_{0_{Bi}} K_{ABi} \beta_j \quad (5.8)$$

A dedução da derivada da potência reativa líquida $\frac{\partial Q^{esp}}{\partial \lambda}$ é feita de forma análoga.

Será mostrada apenas a expressão final desta derivada:

$$\frac{\partial Q_i^{esp}}{\partial \lambda} \Big|_{i=NPQ} = -Q_{0_{Bi}} K_{Bi_{REAT}} \beta_{jR} \quad (5.9)$$

O vetor $\frac{\partial F}{\partial \lambda}$ dado pela expressão (5.7), possui a dimensão de (NPV + 2NPQ). A matriz

jacobiana $\frac{\partial F}{\partial x}$ e o vetor $\frac{\partial F}{\partial \lambda}$ são conhecidos. Logo é fácil determinar o vetor tangente $\frac{dx}{d\lambda}$,

basta resolver o sistema linear (5.6). Esse vetor possui a dimensão de (NPV+2NPQ) e está representado pela expressão (5.10).

$$\frac{dx}{d\lambda} = \begin{bmatrix} \frac{d\theta_i}{d\lambda} \\ \vdots \\ \frac{dV_i}{d\lambda} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Portanto, é possível verificar quais as barras mais sensíveis à variação do parâmetro λ .

O termo desconhecido $\frac{dV_i}{d\lambda} \Big|_{\lambda=\lambda_2}$ da expressão (5.5) são as entradas do vetor (5.10).

O sistema de equações é formado pelas expressões (5.3), (5.4) e (5.5). Essas equações podem ser expressas na forma matricial.

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ 1,0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & V_{i,1} & V_{i,1}^2 \\ 1 & V_{i,2} & V_{i,2}^2 \\ 0 & \frac{dV_i}{d\lambda_2} & 2\frac{dV_i}{d\lambda_2}V_{i,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Resolvendo o sistema (5.11) determinam-se α , β e γ . Ajustando-se esta curva, obtém-se uma estimativa do máximo carregamento $\lambda_{V_{\max}}$ que o sistema pode suportar antes do surgimento da bifurcação sela-nó. Para determinar o índice $\lambda_{V_{\max}}$ é necessário encontrar o ponto de máximo da expressão (5.2), isto é:

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda}{dV_i} &= 0 \\ \frac{d}{dV_i}(\alpha + \beta V_i + \gamma V_i^2) &= 0 \\ \beta + 2\gamma V_i &= 0 \\ V_{i_{MAX}} &= \frac{-\beta}{2\gamma} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Substituindo a expressão (5.12) em (5.2), obtém-se o valor estimado de $\lambda_{V_{\max}}$.

$$\begin{aligned} \lambda_{V_{\max}} &= \alpha + \beta \left(\frac{-\beta}{2\gamma} \right) + \gamma \left(\frac{-\beta}{2\gamma} \right)^2 \\ \lambda_{V_{\max}} &= \alpha - \frac{\beta^2}{2\gamma} + \gamma \frac{\beta^2}{4\gamma^2} \\ \lambda_{V_{\max}} &= \alpha - \frac{\beta^2}{2\gamma} + \frac{\beta^2}{4\gamma} \end{aligned}$$

$$\lambda_{V_{\max}} = \frac{4\gamma\alpha - 2\beta^2 + \beta^2}{4\gamma}$$

$$\lambda_{V_{\max}} = \frac{4\gamma\alpha - \beta^2}{4\gamma}$$

$$\lambda_{V_{\max}} = \alpha - \frac{\beta^2}{4\gamma} \quad (5.13)$$

Como foi mencionado anteriormente, a barra piloto é aquela que possui maior variação de tensão relativa entre as barras de carga do sistema. Esta barra também apresenta mudança significativa no ângulo, então, deve-se repetir todo o procedimento de ajuste para a curva λ - θ . Esta curva apresenta a mesma propriedade quadrática da curva λ - V próxima ao ponto de bifurcação sela nó. O cálculo de $\lambda_{\theta_{\max}}$ é feito de forma análoga e será mostrada apenas a expressão final.

$$\lambda_{\theta_{\max}} = \eta - \frac{\varphi^2}{4\tau} \quad (5.14)$$

Sendo η , φ e τ incógnitas a determinar. Essas incógnitas são determinadas da mesma forma que os parâmetros α , β e γ conforme a expressão (5.11). Obtidos os parâmetros η , φ e τ , determina-se o carregamento máximo aproximado $\lambda_{\theta_{\max}}$.

Para melhorar a exatidão da estimativa da margem de carregamento, faz-se uma média aritmética dos parâmetros $\lambda_{V_{\max}}$ e $\lambda_{\theta_{\max}}$. O índice λ_{\max} é calculado através da expressão (5.15).

$$\lambda_{\max} = \frac{1}{2} \left(\lambda_{V_{\max}} + \lambda_{\theta_{\max}} \right) \quad (5.15)$$

5.2 MÉTODO DE PREDIÇÃO DO PERFIL DE TENSÃO

Nesta seção, será apresentado o procedimento para estimar o perfil de tensão de uma determinada barra de carga j do sistema calculada no PMC. Será estimada a tensão crítica (V_{CRIT}) da barra de carga j correspondente à tensão no ponto de bifurcação (nariz da curva PV) conforme a figura 7. O cálculo da tensão crítica está baseado na propriedade quadrática da curva λ - V próximo ao ponto de bifurcação sela nó e da solução do fluxo de potência. A estimativa da tensão da barra de carga j é feita de forma similar ao que foi feito para estimar o parâmetro λ_{max} . As expressões (5.16) e (5.17) são as mesmas em (5.3) e (5.4). A expressão (5.18) é determinada no ponto de bifurcação sela-nó, onde λ_{max} é o carregamento máximo aproximado do sistema obtido anteriormente e $V_{Min,j}$ é a tensão da j -ésima barra carga no PMC a ser calculada. Neste sistema de equações existem 4 incógnitas, são elas α_j , β_j , γ_j e $V_{Min,j}$. Para resolver este sistema é necessário uma equação adicional (5.19). A equação (5.19) é obtida derivando-se a expressão (5.18) em relação a $V_{Min,j}$. No ponto de bifurcação sela-nó, a derivada $\frac{d\lambda}{dv} = 0$, pois não ocorre variação do parâmetro λ em relação à tensão V da barra de carga j no PMC. Conhecidos os parâmetros λ_1 , λ_2 , $V_{j,1}$, $V_{j,2}$, λ_{max} , determinam-se α_j , β_j , γ_j e $V_{Min,j}$.

$$\lambda_1 = \alpha_j + \beta_j V_{j,1} + \gamma_j V_{j,1}^2 \quad (5.16)$$

$$\lambda_2 = \alpha_j + \beta_j V_{j,2} + \gamma_j V_{j,2}^2 \quad (5.17)$$

$$\lambda_{max} = \alpha_j + \beta_j V_{Min,j} + \gamma_j V_{Min,j}^2 \quad (5.18)$$

$$0 = \beta_j + 2\gamma_j V_{Min,j} \quad (5.19)$$

Rearranjando a expressão (5.19), temos:

$$\beta_j = -2\gamma_j V_{Min,j} \quad (5.20)$$

Substituindo a expressão (5.20) em (5.18) tem-se:

$$\begin{aligned} \lambda_{\max} &= \alpha_j - 2\gamma_j V_{Min,j}^2 + \gamma_j V_{Min,j}^2 \\ \lambda_{\max} &= \alpha_j - \gamma_j V_{Min,j}^2 \\ \alpha_j &= \lambda_{\max} + \gamma_j V_{Min,j}^2 \end{aligned} \quad (5.21)$$

Substituindo as expressões (5.20) e (5.21) em (5.16), tem-se:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= \lambda_{\max} + \gamma_j V_{Min,j}^2 - 2\gamma_j V_{j,1} V_{Min,j}^2 + \gamma_j V_{j,1}^2 \\ \lambda_1 &= \lambda_{\max} + \gamma_j \left(V_{Min,j}^2 - 2V_{j,1} V_{Min,j}^2 + V_{j,1}^2 \right) \\ \lambda_1 &= \lambda_{\max} + \gamma_j \left(V_{Min,j} - V_{j,1} \right)^2 \\ \lambda_1 - \lambda_{\max} &= \gamma_j \left(V_{Min,j} - V_{j,1} \right)^2 \end{aligned} \quad (5.22)$$

Ainda, substituindo-se as expressões (5.20) e (5.21) em (5.17), tem-se:

$$\begin{aligned} \lambda_2 &= \lambda_{\max} + \gamma_j V_{Min,j}^2 - 2\gamma_j V_{j,2} V_{Min,j}^2 + \gamma_j V_{j,2}^2 \\ \lambda_2 &= \lambda_{\max} + \gamma_j \left(V_{Min,j}^2 - 2V_{j,2} V_{Min,j}^2 + V_{j,2}^2 \right) \\ \lambda_2 &= \lambda_{\max} + \gamma_j \left(V_{Min,j} - V_{j,2} \right)^2 \\ \lambda_2 - \lambda_{\max} &= \gamma_j \left(V_{Min,j} - V_{j,2} \right)^2 \end{aligned} \quad (5.23)$$

Fazendo a relação entre as expressões (5.22) e (5.23), tem-se:

$$\frac{\lambda_1 - \lambda_{\max}}{\lambda_2 - \lambda_{\max}} = \frac{\gamma_j (V_{Min,j} - V_{j,1})^2}{\gamma_j (V_{Min,j} - V_{j,2})^2}$$

$$\frac{\lambda_1 - \lambda_{\max}}{\lambda_2 - \lambda_{\max}} = \frac{(V_{Min,j} - V_{j,1})^2}{(V_{Min,j} - V_{j,2})^2} \quad (5.24)$$

Considerando que $A = \frac{\lambda_1 - \lambda_{\max}}{\lambda_2 - \lambda_{\max}}$, pode-se manipular algebricamente a expressão

(5.24) e obter a expressão (5.25).

$$A = \frac{(V_{Min,j} - V_{j,1})^2}{(V_{Min,j} - V_{j,2})^2}$$

$$(V_{Min,j} - V_{j,2})^2 A = (V_{Min,j} - V_{j,1})^2$$

$$(V_{Min,j}^2 - 2V_{Min,j}V_{j,2} + V_{j,2}^2) A = (V_{Min,j}^2 - 2V_{Min,j}V_{j,1} + V_{j,1}^2)$$

$$AV_{Min,j}^2 - 2AV_{Min,j}V_{j,2} + AV_{j,2}^2 = V_{Min,j}^2 - 2V_{Min,j}V_{j,1} + V_{j,1}^2$$

$$AV_{Min,j}^2 - 2AV_{Min,j}V_{j,2} + AV_{j,2}^2 - V_{Min,j}^2 + 2V_{Min,j}V_{j,1} - V_{j,1}^2 = 0$$

$$(A-1)V_{Min,j}^2 + (-2AV_{j,2} + 2V_{j,1})V_{Min,j} + (AV_{j,2}^2 - V_{j,1}^2) = 0$$

$$V_{Min,j}^2 + \frac{2(-AV_{j,2} + V_{j,1})}{(A-1)}V_{Min,j} + \frac{(AV_{j,2}^2 - V_{j,1}^2)}{(A-1)} = 0 \quad (5.25)$$

Dado o parâmetro λ_{\max} é possível determinar o valor aproximado da tensão crítica $V_{Min,j}$ da barra de carga j , através da expressão (5.25). Dessa maneira é possível avaliar tanto o carregamento do sistema quanto a tensão crítica da *barra piloto de tensão*.

O método *Look-Ahead* estima o PMC do sistema de potência sem considerar as violações dos limites de potência dos geradores.

Para solucionar essa deficiência, este trabalho propõe uma nova metodologia para estimar o valor de carregamento (λ_{lim}) levando em consideração a violação dos limites de potência reativa (Q-limite) dos geradores do sistema. Essa metodologia será apresentada no capítulo 6 deste trabalho.

CAPÍTULO 6

METODOLOGIA PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

6.1 INTRODUÇÃO

Em estudos de fluxo de potência, os geradores são representados por tensões terminais controladas (barras PV), isto é, nas barras dos geradores são fixados os limites de geração de potência reativa, modelando de forma aproximada a limitação da corrente de campo e corrente do estator (Krauer, 2007). Neste capítulo, são discutidos os impactos ocorridos na margem de estabilidade de tensão, quando alguns geradores do sistema de potência atingem o limite de potência reativa (Q-limite). A partir do ponto Q-limite, os geradores perdem a capacidade de fornecimento de potência reativa, e, como consequência, ocorre uma redução significativa da margem de carregamento do sistema de potência, podendo levar o sistema de potência ao colapso de tensão.

6.2 LIMITADORES DE POTÊNCIA REATIVA GERADA

No estudo de estabilidade de tensão, os limites de potência reativa assumem papel importante quando se pretende avaliar o colapso de tensão. Sem o efeito dos limitadores de potência reativa, o colapso de tensão ocorre por sobrecarga do sistema de transmissão, neste caso os geradores apresentam uma capacidade ilimitada de assumir o aumento de potência reativa consumida pelas cargas do sistema. Quando os limites de potência reativa são considerados há uma redução significativa da margem de carregamento do sistema.

A limitação da capacidade de geração de potência reativa pode fazer com que o sistema elétrico atinja o colapso de tensão antes do ponto de sobrecarga do sistema de transmissão devido, a incapacidade das unidades geradoras de prover o incremento de potência reativa exigida pelas cargas.

Analisando a figura 8, podemos verificar o impacto sobre a margem de carregamento do SEP, quando um dado gerador i atinge seu limite de potência reativa.

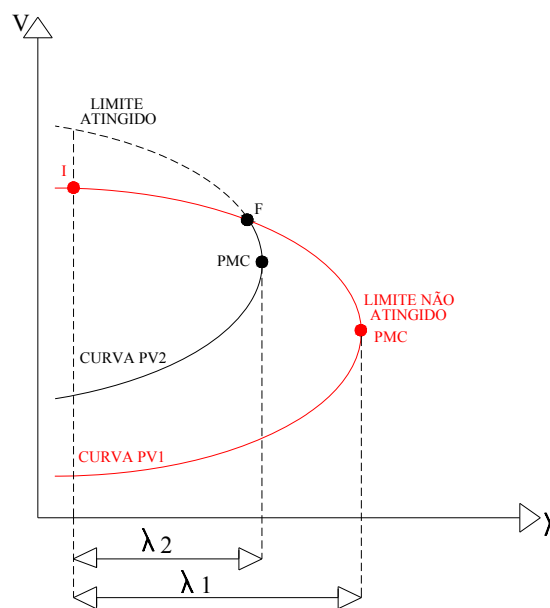


Figura 8: Limite de potência reativa atingido resultando em um ponto de operação estável.

Supõe-se que o sistema esteja operando em um determinado ponto de operação **I** da curva PV1 da figura 8, distante do limite de potência reativa do gerador i , representado pelo

ponto **F** da mesma curva. Com o aumento do carregamento do sistema, os valores das amplitudes das tensões das barras de carga sofrem uma redução. Em contrapartida, a potência reativa gerada pelo gerador i aumenta. Em um determinado instante, o gerador i atinge sua capacidade de fornecimento de potência reativa (ponto **F**), alterando as equações do fluxo de potência e, conseqüentemente, o traçado da curva PV representada pela curva PV2. Se o ponto **F** estiver na parte superior da curva PV2, o sistema encontrará um ponto de equilíbrio estável, entretanto, a margem de carregamento do sistema sofrerá uma significativa redução de λ_1 para λ_2 .

Caso o ponto de operação **F** esteja na parte inferior da curva PV2 como mostra a figura 9, o sistema encontrará um ponto de operação instável, caracterizando o surgimento do fenômeno do colapso de tensão devido ao aparecimento da bifurcação induzida por limite (ponto **F**). Essa bifurcação ocorre por causa da limitação dos geradores do sistema em suprir a demanda de potência reativa exigida pelas cargas.

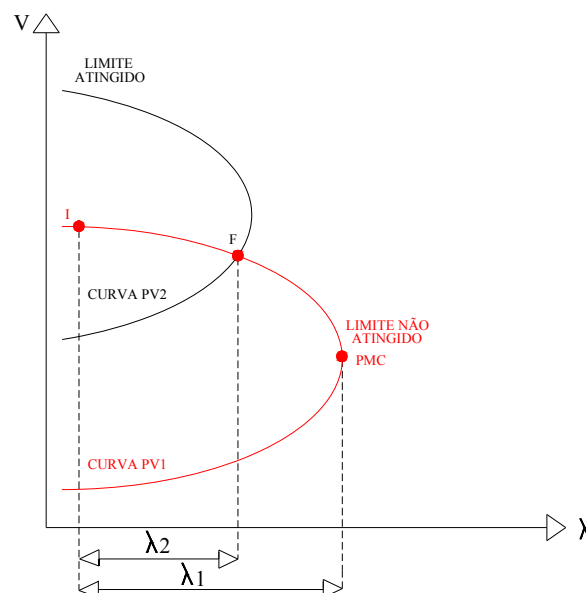


Figura 9: Limite de potência reativa atingido resultando em um ponto de operação instável.

Aparentemente, se a tensão no ponto **F** for menor que a tensão no PMC da curva PV2, o sistema sofrerá o colapso de tensão. Se a tensão no ponto **F** for superior a tensão no ponto

PMC da mesma curva, o sistema será estável, pois nesta situação, o sistema de potência encontrará um ponto de equilíbrio estável.

A seguir serão apresentados alguns trabalhos existentes na literatura relacionados a limitação de potência reativa dos geradores sistema.

Golub *et al.* (1983) relataram que dada uma determinada matriz, o seu menor valor singular diminui enquanto que o maior valor singular aumenta se a matriz original for acrescida de uma coluna. Tal fato acontece em um SEP quando uma barra de tensão controlada atinge o seu limite de geração de potência reativa, uma vez que a barra controlada passa a se comportar como uma barra de carga PQ. Em termos do equacionamento do fluxo de carga, isto implica no aumento de uma linha referente a potência reativa da nova barra PQ e uma coluna relativa a tensão da barra que passa a ser uma variável. Essa troca (de PV para PQ) é realizada toda vez que um gerador atinge seu limite de potência reativa. Isso fará com que a margem de carregamento do sistema seja reduzida, podendo, inclusive levar eventualmente o sistema ao colapso de tensão.

A potência reativa entregue pelo gerador à rede deve ficar entre os limites máximo e mínimo de potência reativa definidos pela curva de capacidade de cada máquina. Para um determinado nível de carga nas barras PQ, calcula-se, a cada iteração, pelo método de Newton, a potência reativa gerada por cada máquina. Caso a potência reativa calculada seja superior ao limite de potência reativa, a barra PV passa a ser tratada como barra PQ com potência reativa fixada no valor limite de potência reativa permitida para a barra (Monticelli, 1983). Como consequência haverá uma redução da margem de carregamento do sistema provocado pela limitação do suprimento de potência reativa dos geradores.

Um modelo mais elaborado de limitador de potência reativa para os geradores empregados em estudos estáticos de colapso de tensão é proposto em Lof *et al.*(1995). Neste trabalho, os limites de corrente de campo são incluídos no modelo. Esse modelo é então

incorporado nas equações do fluxo de carga. Utiliza-se o menor valor singular para indicar o limite de estabilidade de tensão.

Yorino *et al.*(2005) propuseram um método para calcular através da curva PV o ponto (Q-limite) dos geradores, quando estes atingem os seus limites de potência reativa. O método proposto estima este ponto através de um algoritmo de predição e correção. O esquema de predição utiliza uma estimativa linear e o esquema de correção é usado para corrigir tal estimativa, a fim de encontrar qual é o gerador que está mais próximo do ponto (Q-limite). Os autores também propõem um algoritmo que calcula o ponto de colapso no intuito de detectar a bifurcação sela nó.

Chen e Min (2007) estudaram a ocorrência da bifurcação tipo induzida por limite causados pelos dispositivos FACTS, como por exemplo o SVC (Static Var Compensator). Os autores mostraram que, quando a capacidade do SVC é aumentada até o seu valor crítico, o SVC torna-se um capacitor fixo e perde a capacidade de regular a tensão quando atinge o seu limite. A mudança estrutural do sistema causa a bifurcação e leva o sistema de potência ao estado de instabilidade.

Zhu *et al.*(2008) apresentaram um novo algoritmo para calcular o ponto de colapso de tensão. O algoritmo leva em consideração o limite de potência reativa dos geradores (Q-limite). O algoritmo utiliza interpolação polinomial de Lagrange para encontrar o ponto limite de potência reativa dos geradores. Esse método é baseado no fluxo de carga continuado, apresenta maior robustez e é mais eficiente computacionalmente que o fluxo de potência continuado.

Os limites de potência reativa dos geradores e os limites de taps de transformadores também causam efeitos significativos em relação ao colapso de tensão. Em geral, o sistema de equações se altera quando estes limites são atingidos. Essas mudanças podem modificar a

margem de estabilidade e inclusive serem responsáveis pelo aparecimento das bifurcações induzidas por limite.

Todos os trabalhos citados anteriormente calculam de alguma maneira o ponto (Q-limite) onde ocorre a violação de potência reativa dos geradores. O cálculo deste ponto é muito importante, pois quando um determinado gerador atinge seu limite de potência reativa, há uma significativa redução na margem de carregamento do sistema.

Este trabalho de mestrado apresenta uma nova metodologia para determinar o ponto Q-limite (ponto F) das figuras 8 e 9. A técnica se baseia na característica aproximadamente quadrática da curva (Q- λ) dos geradores. Utilizam-se esta curva para estimar o ponto Q-limite dos geradores mais sensíveis do sistema.

6.3 CÁLCULO DO PONTO Q-LIMITE DOS GERADORES DO SISTEMA

Nesta seção, será apresentada a metodologia desenvolvida para estimar o ponto (Q-limite) onde ocorre violação do limite de potência reativa dos geradores do sistema. A partir deste ponto, as unidades geradoras perdem a capacidade de fornecimento de potência reativa exigida pelas cargas, como consequência, haverá uma mudança significativa da margem de carregamento do sistema. O método parte do princípio de que a curva (Q- λ) possui propriedade aproximadamente quadrática.

O método utiliza a informação do fluxo de potência e do vetor tangente. A estimativa é realizada utilizando dois pontos de operação x_1 e x_2 e do vetor tangente calculado no ponto de operação x_2 para estimar o valor do carregamento (λ_{lim}) no qual ocorre violação de potência reativa dos geradores do sistema, conforme ilustra a figura 10.

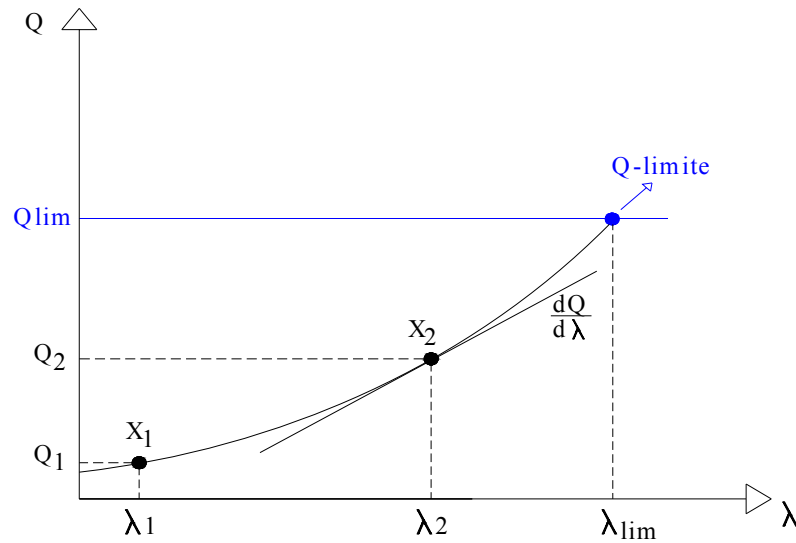


Figura 10: Curva (λ-V) utilizada para estimação do ponto Q-limite.

A estimativa é realizada para os geradores mais sensíveis do sistema. Os geradores mais sensíveis são aqueles que possuem maiores variações de potência reativa. A expressão (6.1) determina a sensibilidade de cada gerador.

$$\Delta G_i = \frac{\left[(Potência\ Reativa)_i \Big|_{\lambda=\lambda_1} - (Potência\ Reativa)_i \Big|_{\lambda=\lambda_2} \right]}{(Potência\ Reativa)_i \Big|_{\lambda=\lambda_1}} \quad (6.1)$$

Onde ΔG_i é a variação de potência reativa das barras de geração do sistema, $Potência\ Reativa_i \Big|_{\lambda=\lambda_1}$ é a potência reativa calculada no ponto de operação x_1 e $Potência\ Reativa_i \Big|_{\lambda=\lambda_2}$ é a potência reativa calculada no ponto de operação x_2 , conforme a figura 10.

Para facilitar a análise, será efetuada a normalização do vetor de sensibilidade. Calculam-se as sensibilidades de todos os geradores do sistema $\{\Delta G_1, \Delta G_2, \Delta G_3, \dots, \Delta G_{NG}\}$ e o gerador que possuir maior sensibilidade ΔG_{max} , será escolhido como sendo o gerador mais sensível do sistema. A sensibilidade deste gerador será usada para fazer a normalização.

$$\Delta G_{normalizado} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta G_1}{\Delta G_{max}} \\ \frac{\Delta G_2}{\Delta G_{max}} \\ \frac{\Delta G_3}{\Delta G_{max}} \\ \vdots \\ \frac{\Delta G_{NG}}{\Delta G_{max}} \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

Desta maneira, o gerador mais sensível do sistema possuirá sensibilidade igual a 1 e todos os demais geradores possuirão sensibilidades menores que 1. Os geradores que possuem maiores sensibilidades, são aqueles que provavelmente atingirão o limite de potência reativa.

A estimativa é feita ajustando-se a curva (Q- λ), representada pela expressão (6.3).

$$Q = \mu + \tau\lambda_i + \sigma\lambda_i^2 \quad (6.3)$$

Onde μ , τ e σ são incógnitas a determinar e λ_i é o carregamento do sistema de potência. Depois de obtidas as variáveis de estado x_1 e x_2 calculam-se as potências reativas Q_1 e Q_2 para os diferentes níveis de carregamentos λ_1 e λ_2 . O parâmetro λ_1 representa o carregamento base do sistema e o parâmetro λ_2 indica que houve um aumento de carga no sistema, sendo $\lambda_2 > \lambda_1$. Conhecidas as potências reativas $Q_1(\lambda_1)$ e $Q_2(\lambda_2)$ obtém-se as seguintes expressões (6.4) e (6.5).

$$Q(\lambda_1) = \mu + \tau\lambda_1 + \sigma\lambda_1^2 \quad (6.4)$$

$$Q(\lambda_2) = \mu + \tau\lambda_2 + \sigma\lambda_2^2 \quad (6.5)$$

As expressões (6.4) e (6.5) representam os pontos de operação x_1 e x_2 da figura 10. Ao analisá-las percebe-se que as expressões possuem três incógnitas (μ , τ e σ), então é necessário a obtenção de uma terceira expressão, chamada de *expressão auxiliar*. A *expressão auxiliar* é

obtida derivando-se a expressão (6.5) em relação ao parâmetro λ_2 . A expressão (6.5) foi escolhida por estar localizada mais próxima do limite de potência reativa (Q-limite) dos geradores do sistema como mostra a figura 10.

$$\left. \frac{dQ_G}{d\lambda} \right|_{\lambda=\lambda_2} = \tau + 2\sigma\lambda_2 \quad (6.6)$$

Para obter a solução do sistema de equações (6.4), (6.5) e (6.6) é necessário à obtenção da expressão da derivada da potência reativa em função do parâmetro do λ_2 . A injeção da potência reativa do gerador é definida através da expressão (6.7).

$$Q_G = h(x) - Q_{carga}(\lambda) \quad (6.7)$$

Sendo $h(x)$ a potência reativa transmitida que é função da variável de estado x e Q_{carga} a potência reativa consumida pelas cargas do sistema que depende do parâmetro λ . A função $h(x)$ é definida através da expressão (6.8).

$$h(x) = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (6.8)$$

Onde V_k e V_m são as amplitudes das tensões das barras terminais do ramo $k-m$, G_{km} e B_{km} são respectivamente, a condutância e a susceptância no ramo $k-m$ da linha de transmissão e θ_k e θ_m são os ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$.

A potência reativa consumida pelas barras de carga foi calculada através da expressão (4.26) do capítulo 4 deste trabalho.

Derivando-se a expressão (6.7) em relação ao parâmetro λ tem-se:

$$\left. \frac{dQ_G}{d\lambda} \right|_{\lambda=\lambda_2} = \frac{\partial h}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \lambda} + \frac{\partial h}{\partial \lambda} - \frac{\partial Q_{carga}}{\partial \lambda} \quad (6.9)$$

Analisando a expressão (6.8) percebe-se que a função h não depende diretamente de λ e sim das variáveis de estado do sistema, dessa forma, a expressão (6.9) pode ser simplificada da seguinte maneira:

$$\left. \frac{dQ_G}{d\lambda} \right|_{\lambda=\lambda_2} = \frac{\partial h}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \lambda} - \frac{\partial Q_{c \arg a}}{\partial \lambda} \quad (6.10)$$

O vetor $\frac{\partial x}{\partial \lambda}$ é determinado através do vetor tangente. No capítulo 5 deste trabalho, apresenta detalhadamente todas as etapas envolvidas no processo de determinação desse vetor tangente.

O vetor $\frac{\partial Q_{c \arg a}}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ \frac{\partial Q_{B_k}}{\partial \lambda} \end{bmatrix}$ é formado por dois sub-vetores. O primeiro é um sub-vetor

nulo, cuja dimensão é NPV+NPQ, o segundo sub-vetor é formado pelas derivadas parciais da potência reativa consumida em relação ao parâmetro λ , cuja dimensão é NPQ. Derivando a expressão (4.26) em relação ao parâmetro (λ), tem-se:

$$\left. \frac{\partial Q_{B_k}}{\partial \lambda} \right|_{k=NPQ} = -Q_{0_{Bk}} K_{Bk_{REAT}} \beta_{jR} \quad (6.11)$$

Sendo $\frac{\partial h}{\partial x}$ o vetor formado pelas derivadas parciais da potência reativa da expressão (6.8) em relação as variáveis de estado (θ, V) do sistema.

$$\frac{\partial h}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

Essas derivadas são obtidas através das expressões (6.13) e (6.14). Monticelli (1983, 1999) apresenta toda a formulação básica para o cálculo do fluxo de potência, incluindo as derivadas (6.13) e (6.14).

$$\frac{dQ_k}{d\theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (6.13)$$

$$\frac{dQ_k}{dV_k} = -V_k^2 B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (6.14)$$

O vetor $\frac{\partial h}{\partial x}$ possui a mesma dimensão do vetor $\frac{\partial Q_{c \text{ arg } a}}{\partial \lambda}$. Conhecido os vetores da expressão (6.10) determina-se o vetor $\left. \frac{dQG}{d\lambda} \right|_{\lambda=\lambda_2}$. Portanto, a derivada da potência reativa dos geradores mais sensíveis do sistema de potência é obtida percorrendo-se o vetor $\left. \frac{dQG}{d\lambda} \right|_{\lambda=\lambda_2}$.

O sistema de equações formado pelas expressões (6.4), (6.5) e (6.6) pode ser expresso na forma matricial.

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \frac{dQ}{d\lambda_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^2 & \lambda_1 & 1 \\ \lambda_2^2 & \lambda_2 & 1 \\ 2\lambda_2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma \\ \tau \\ \mu \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

Resolvendo-se o sistema (6.15) obtêm-se os parâmetros (σ , τ e μ). Conhecido esses parâmetros calcula-se o carregamento no qual ocorre violação de potência reativa dos geradores do sistema de potência. O cálculo é realizado através da expressão (6.16).

$$Q_{\text{ lim}} = \mu + \tau \lambda_{\text{lim}} + \sigma \lambda_{\text{lim}}^2 \quad (6.16)$$

Rearranjando a expressão (6.16) tem-se:

$$0 = (\mu - Q_{\text{ lim}}) + \tau \lambda_{\text{lim}} + \sigma \lambda_{\text{lim}}^2 \quad (6.17)$$

Através da expressão (6.17) obtêm-se o carregamento (λ_{lim}) que causa violação de potência reativa dos geradores do sistema de potência.

Após calculado o parâmetro λ_{lim} , determina-se o carregamento do sistema através do método *Look-Ahead*. Quando a barra de tensão controlada (barra PV) atinge o limite de

geração de potência reativa, a barra controlada passa a se comportar como uma barra de carga PQ. A troca de (PV para PQ) é realizada toda vez que um gerador atinge seu limite de potência. Isso fará com que a margem de carregamento do sistema seja diminuída.

O método é baseado na solução de fluxo de potência e no vetor tangente. A metodologia é mais rápida em comparação com o fluxo de potência continuado e o fluxo de potência tradicional (método ponto a ponto), visto que o mesmo necessita de apenas dois fluxos de potência enquanto que os outros necessitam de inúmeras soluções de fluxos de potências para determinação da margem de carregamento do sistema de potência. Por ser mais rápido o método pode ser aplicado na operação em tempo real.

CAPÍTULO 7

TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

7.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados das simulações realizadas no Sistema Sul Sudeste Reduzido. Este sistema é composto por 45 barras, 57 linhas e 10 geradores. Os dados desse sistema estão reunidos nos **APÊNDICE A**. As simulações serão realizadas através de um programa desenvolvido em C++ (compilador Builder 6). Serão realizadas comparações entre o método proposto com o fluxo de potência continuado para verificar a eficácia do método proposto neste trabalho.

Serão consideradas duas situações. A primeira determina a margem de carregamento do sistema sem considerar os limites de potência reativa dos geradores e a segunda leva em consideração os limites de potência reativa dos geradores.

A influência das contingências no sistema de transmissão também será analisada.

7.2 TESTE 1

O Sistema Sul Sudeste Reduzido é constituído de 45 barras, sendo que 35 são barras do tipo PQ (potência ativa e reativa constante) e 10 são barras do tipo PV (potência ativa e modulo da tensão constante).

O sistema foi dividido em duas áreas (*área 1 e área 2*), sendo que cada área possui um fator de participação, cuja função é controlar o aumento de carga em cada umas das áreas do sistema. Além dos fatores de participação das áreas, existem os fatores de participação das barras (ativo e reativo) que controlam o aumento de carga em cada uma das barras do sistema.

Para efeito de simulação foram adotados fatores de participação iguais para todas as barras e áreas do sistema.

Os fatores de participação utilizados nesta simulação são:

- Fator de participação das barras iguais a 0,3;
- Fator de participação da área 1 igual a 1;
- Fator de participação da área 2 igual a 1;

Com esses fatores de participação o crescimento de carga relativa na área 1 será igual ao crescimento de carga relativa na área 2. Entretanto, é, possível realizar aumentos de carga diferente para as áreas do sistema, para isto, basta ajustar os respectivos fatores de participação de forma diferente. Como por exemplo, podem-se adotar os seguintes fatores de participação:

Fator de participação da área 1 igual a 1;

Fator de participação da área 2 igual a 0,5;

Utilizando esses fatores de participação, o aumento de carga relativo na área 1 seria o dobro do aumento de carga relativo na área 2. Portanto, o aumento de carga relativo do sistema de potência pode ser controlado através desses fatores de participação.

A tabela 1 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos pelo método *Look-Ahead* e o fluxo de potência continuado. Os resultados não levam em consideração os limites de potência reativa dos geradores. Nesta condição, os geradores apresentam uma capacidade ilimitada de fornecimento de potência reativa.

Tabela 1: Tabela comparativa entre o método *Look-Ahead* e o fluxo de potência continuado na determinação da margem de carregamento do Sistema Sul Sudeste Reduzido .

Caso	Falta na Linha	² Carregamento	³ Carregamento	Carregamento
		Estimado (p.u.)	CPFLOW (p.u.)	violação de tensão (5%)
1	Normal	1,28	1,28	1,04
2	380-396	1,16	1,15	Violou
3	370-408	1,22	1,23	1,04
4	382-398	1,17	1,18	Violou
5	379-380	1,17	1,17	1,04
6	367-368	1,22	1,21	1,01
7	367-396	1,21	1,21	Violou
8	367-437	1,22	1,21	Violou
9	368-370	1,18	1,19	1,02
10	368-399	1,21	1,21	Violou
11	370-371	1,19	1,19	Violou
12	371-372	1,21	1,21	1,03
13	371-374	1,21	1,21	1,03
14	372-374	1,20	1,21	1,03
15	374-375	1,23	1,22	1,04
16	375-376	1,19	1,20	1,02
17	375-382	1,14	1,13	Violou
18	376-377	1,21	1,22	Violou
19	378-379	1,19	1,18	Violou
20	391-398	1,21	1,22	1,03
21	396-437	1,22	1,22	Violou
22	408-414	1,22	1,21	1,03
23	430-432	1,22	1,22	1,02
24	430-433	1,23	1,22	1,03
25	432-433	1,23	1,22	1,03

² Carregamento determinado a partir da expressão 5.15

³ Carregamento obtido através simulação do fluxo de potência continuado.

O sistema Sul Sudeste Reduzido apresentou mais de uma barra piloto de tensão e de ângulo. Em condição normal de operação, o sistema apresentou como barra piloto de tensão e ângulo as barras 378 e 374 respectivamente. Com a eliminação da linha de transmissão (380-396), verificou-se que houve mudança na barra piloto de tensão. Nesta situação, a barra piloto de tensão passou da barra 378 para a barra 380 e a barra piloto de ângulo permaneceu a mesma da situação anterior.

A margem de carregamento do sistema é obtida através do ajuste das curvas (λ -V) e (λ - θ). A partir dessas curvas, obtêm-se os parâmetros λ_{Vmax} e $\lambda_{\theta max}$ que representam, o carregamento máximo que o sistema pode suportar antes da ocorrência da bifurcação sela-nó. Para melhorar a exatidão da estimativa da margem de carregamento, faz-se uma média aritmética dos parâmetros (λ_{Vmax} e $\lambda_{\theta max}$) e obtêm-se o parâmetro λ_{max} , conforme foi apresentado no capítulo 5 deste trabalho.

Observando a tabela 1, percebe-se que em condição normal o carregamento máximo estimado foi de aproximadamente 1,28 p.u. isso equivale a dizer que o sistema é capaz de suportar um aumento de carga de 28% em relação ao caso base. O fluxo de potência continuado obteve o mesmo carregamento máximo de 1,28 p.u. Considerando a contingência na linha de transmissão (380-396), o carregamento máximo do sistema foi diminuído de 1,28 p.u para 1,16 p.u. Caso o sistema de potência perdesse a linha de transmissão (382-398), o carregamento máximo seria de 1,17 p.u. Eliminando a linha de transmissão (375-382), o carregamento máximo do sistema seria reduzido para 1,14 p.u. Estas contingências, portanto, causam uma grande redução na margem de carregamento do sistema, mais precisamente, de 12, 11 e 14 pontos percentuais.

Entre os casos simulados, verificou-se que as contingências mais críticas do sistema de potência estão associadas as perdas das linhas de transmissão (392-393), (366-386), (369-370), (343-344), (379-385), (381-385), (381-382), (382-383), (382-386), (383-385), (389-

391), (390-391), (397-398), (399-402), (407-408). A perda de qualquer uma dessas linhas leva o sistema de potência ao colapso de tensão. O colapso de tensão foi verificado pela divergência do fluxo de potência.

Foram aplicadas inúmeras contingências no sistema de transmissão (ver tabela 1), e, verificou-se que algumas dessas contingências apresentaram pouco impacto sobre a margem de carregamento do sistema. Podem-se destacar as contingências nas linhas de transmissão (374-375), (430-433) e (432-433). O carregamento máximo estimado após a perda destas linhas foi de aproximadamente 1,23 p.u, o que caracteriza uma redução de 5 pontos percentuais na margem de carregamento do sistema em relação ao caso base.

A perda das linhas de transmissão (370-408), (367-368), (367-437), (396-437), (408-414) e (430-432) também causou pouco impacto na margem de carregamento do sistema, visto que a margem obtida para estes casos foi de 1,22 p.u, isto é, uma redução da margem de aproximadamente 6 pontos percentuais .

Os resultados obtidos com o método *Look-Ahead* mostraram-se bastante satisfatórios, pois permaneceram muito próximos dos resultados obtidos com o fluxo de potência continuado.

Também foi calculado o carregamento a partir do qual limites de tensões são violados 5% (ver tabela 1). À medida que o carregamento do sistema é aumentado, as tensões das barras de carga do sistema vão diminuindo. Quando as tensões dessas barras atingem o limite de 0,95 p.u, qualquer acréscimo de carga no sistema, acarretará em violações de tensão de algumas barras de carga do sistema.

Em condição normal, o sistema é capaz de suportar um aumento de carga de aproximadamente 4%, sem ocorrer violações de tensão de nenhuma barra de carga. Caso ocorra um aumento de carga de 5%, ocorrerão violações de tensão de algumas barras de carga do sistema. A primeira barra de carga a violar o limite de tensão é a barra piloto de tensão,

pois é a barra de carga mais sensível do sistema. Caso haja as perdas das linhas de transmissão (371-372), (371-374), (372-374), (391-398), (408-414), (430-432) e (432-433), o sistema é capaz de suportar um aumento de carga de 3%, sem ocorrer nenhuma violação tensão nas barras de carga do sistema. A tabela 1, ilustra os valores de carregamento que podem ocasionar violações de tensões, caso haja um aumento adicional de carga no sistema.

Em alguns casos foram verificados que algumas barras de carga violaram o limite de tensão de 0,95 p.u. no fluxo de potência base (primeiro fluxo de potência). A barra piloto de tensão (barra 380) relativa à contingência na linha de transmissão (380-396) atingiu uma tensão de 0,930 no primeiro fluxo de potência, o que corresponde ao carregamento de 1 p.u. (caso base). Então, deve-se fazer algum tipo de controle para melhorar o perfil de tensão da barra 380, de modo que a tensão desta barra fique dentro dos limites exigidos (0,95 p.u.) no fluxo de potência base.

A tabela 2 faz uma comparação entre os resultados obtidos pelo método de predição de tensão proposto no capítulo 5 deste trabalho e o fluxo de potência continuado para determinar tensão crítica (V_{CRIT}) da barra piloto de tensão.

Tabela 2: Tabela comparativa entre o método de predição de tensão e o fluxo de potência continuado na determinação da tensão crítica da barra piloto de tensão do sistema Sul Sudeste Reduzido.

Caso	Falta na Linha	${}^4V_{CRIT}$ CPFLOW (p.u.)	${}^5V_{CRIT}$ Estimada (p.u.)
1	Normal	0,66	0,66
2	380-396	0,65	0,64
3	370-408	0,68	0,6
4	382-398	0,71	0,72
5	379-380	0,81	0,81
6	367-368	0,68	0,69
7	367-396	0,71	0,71
8	367-437	0,68	0,67
9	368-370	0,74	0,73
10	368-399	0,67	0,67

⁴ Tensão crítica da barra piloto de tensão foi obtida através da simulação do fluxo de potência continuado.

⁵ A tensão crítica da barra piloto de tensão foi determinada através da expressão 5.25

11	370-371	0,72	0,72
12	371-372	0,69	0,70
13	371-374	0,70	0,70
14	372-374	0,70	0,71
15	374-375	0,67	0,66
16	375-376	0,67	0,68
17	375-382	0,61	0,60
18	376-377	0,67	0,68
19	378-379	0,58	0,59
20	391-398	0,68	0,69
21	396-437	0,69	0,69
22	408-414	0,70	0,69
23	430-432	0,67	0,67
24	430-433	0,67	0,66
25	432-433	0,67	0,68

Na maioria dos casos simulados, a barra 378 apresentou maior variação de tensão, como consequência foi escolhida como sendo a barra piloto de tensão, com exceção dos casos 2, 5 e 17 da tabela 2. Nestes casos, as barras pilotos de tensão foram as barras 380, 393 e 375.

Em condição normal, a tensão crítica estimada (barra 378) foi aproximadamente 0,66 p.u. Eliminando a linha de transmissão (380-396), a tensão crítica estimada foi de 0,64 p.u e a tensão obtida pelo fluxo de potência continuado foi de 0,65 p.u. Considerando a contingência na linha de transmissão (378-379), a tensão estimada foi de 0,59 p.u enquanto que o fluxo de potência continuado obteve como resultado a tensão de 0,58 p.u. Dentre as contingências analisadas (ver tabela 2), a perda da linha (378-379), foi a que apresentou menor perfil de tensão.

Os resultados obtidos com o método de predição de tensão mostraram-se bastante satisfatórios, pois os resultados mantiveram-se muito próximos dos resultados obtidos com o fluxo de potência continuado.

Os resultados apresentados até aqui, não levaram em consideração os limites de potência reativa dos geradores.

7.3 TESTE 2

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos com o método *Look-Ahead* considerando os limites de potência reativa dos geradores do sistema. Com a inclusão desses limites a margem de carregamento do sistema de potência é reduzida drasticamente, podendo levar o sistema ao colapso de tensão.

O sistema estudado será o mesmo utilizado no teste 1.

Foi realizada uma análise de sensibilidade para verificar quais são os geradores mais sensíveis do sistema. Os geradores que apresentarem maiores sensibilidades serão escolhidos como sendo os mais sensíveis.

No capítulo 6 deste trabalho, foi apresentada a normalização do vetor de sensibilidade. A normalização foi realizada apenas para facilitar a análise dos geradores mais sensíveis do sistema. A tabela 3 informa as sensibilidades dos geradores do sistema.

Tabela 3: Sensibilidade dos geradores do sistema Sul Sudeste Reduzido

Geradores	Sensibilidade
366	1
390	0,67
397	0,31
373	0,30
369	0,19
394	0,17
395	0,16
407	0,13
392	0,10

Analisando a tabela 3, percebe-se que os geradores mais sensíveis do sistema são 366 e 390 respectivamente. Esses geradores, provavelmente atingirão os seus limites de potência reativa. O gerador 366 foi o que apresentou maior sensibilidade, isso quer dizer que este

gerador provavelmente será o primeiro a atingir o limite de potência reativa. O segundo gerador a atingir o limite de potência reativa será o gerador 390. Os demais geradores apresentaram baixa sensibilidade, o que nos informa que estes geradores não estão sobrecarregados.

Quando os geradores atingem o limite de potência reativa, perdem a capacidade de controlar a tensão terminal, isso fará com que a tensão terminal de cada máquina seja reduzida.

A tabela 4 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos pelo método *Look-Ahead* e o fluxo de potência continuado. Os resultados levam em consideração os limites de potência reativa dos geradores do sistema.

Tabela 4: Tabela comparativa entre o método *Look-Ahead* e o fluxo de potência continuado na determinação da margem de carregamento do Sistema Sul Sudeste Reduzido levando em consideração os limites de potência reativa dos geradores.

Caso	Falta na Linha	⁶ Carregamento	⁷ Carregamento
		Estimado (p.u.)	CPFLOW (p.u.)
1	Normal	1,18	1,18
2	380-396	1,13	1,14
3	370-408	1,15	1,16
4	382-398	1,08	1,08
5	379-380	1,12	1,13
6	367-368	1,15	1,15
7	367-396	1,14	1,15
8	367-437	1,15	1,16
9	368-370	1,10	1,10
10	368-399	1,16	1,17
11	370-371	1,12	1,11
12	371-372	1,14	1,15
13	371-374	1,14	1,15
14	372-374	1,14	1,15
15	374-375	1,15	1,16
16	375-376	1,15	1,15
17	375-382	1,10	1,11
18	376-377	1,15	1,14

⁶ Carregamento do sistema obtido através da expressão 5.15.

⁷ Carregamento do sistema obtido através do fluxo de potência continuado.

19	378-379	1,15	1,16
20	391-398	1,11	1,12
21	396-437	1,15	1,16
22	408-414	1,14	1,15
23	430-432	1,15	1,16
24	430-433	1,16	1,15
25	432-433	1,16	1,15

Em condição normal de operação, o carregamento máximo atingido para ambas as metodologias foi de aproximadamente 1,18 p.u. Os geradores 366 e 390 atingiram suas capacidades de fornecimento de potência reativa.

Devido à incapacidade de suprir a demanda de potência reativa, a margem de carregamento do sistema é reduzida de 1,28 p.u. para 1,18 p.u. Portanto, houve uma redução de 10 pontos percentuais na margem de carregamento devido à limitação dos geradores 366 e 390. Caso o sistema perdesse qualquer uma dessas das linhas de transmissão (367-396), (371-372), (371-374), (372-374) e (408-414), a margem de carregamento do sistema seria diminuída de 1,18 p.u para 1,14 p.u.

Eliminando a linha de transmissão (368-370), a margem de carregamento do sistema é diminuída de 1,18 p.u. para 1,10 p.u. Caso o sistema perdesse a linha (382-398), a margem de carregamento seria diminuída para 1,08 p.u. Dentre as contingências simuladas, estas foram as que apresentaram menores margens de carregamento.

Considerando a perda da linha de transmissão (391-398), a margem de carregamento estimada foi de 1,11 p.u e o resultado obtido pelo fluxo de potência continuado foi de 1,12 p.u.

No procedimento de rede do ONS, está definida a margem de carregamento mínima que o sistema pode suportar quando está submetido a uma contingência simples. A margem de carregamento em questão é 6%.

As perdas das linhas de transmissão (382-398), (368-370) e (391-398) ocasionaram uma significativa redução na margem de carregamento do sistema. As margens de

carregamento são 1,08 p.u., 1,10 p.u., e 1,11 p.u respectivamente. O sistema pode suportar um aumento de carga de 8, 10 e 11 pontos percentuais em relação ao caso base. A margem de carregamento obtida foi muito próxima da mínima exigida (6%), o que mostra que a contingência (382-398) é uma das mais críticas do sistema.

Os resultados obtidos com o método *Look-Ahead* mostraram-se bastante satisfatórios, pois permaneceram muito próximos dos resultados obtidos com o fluxo de potência continuado (ver tabela 4).

A tabela 5 apresenta uma comparação dos resultados obtidos entre o método de predição da tensão e o fluxo de potência continuado na determinação da tensão crítica da barra piloto de tensão.

Tabela 5: Tabela comparativa entre o método de predição de tensão e o fluxo de potência continuado na determinação da tensão crítica da barra piloto de tensão do sistema Sul Sudeste Reduzido considerando os limite de potência reativa dos geradores.

Caso	Falta na Linha	${}^8V_{CRIT}$ Estimada (p.u.)	${}^9V_{CRIT}$ CPFLOW (p.u.)
1	Normal	0,80	0,80
2	380-396	0,70	0,71
3	370-408	0,83	0,84
4	382-398	0,80	0,80
5	379-380	0,85	0,86
6	367-368	0,85	0,85
7	367-396	0,82	0,83
8	367-437	0,80	0,81
9	368-370	0,84	0,84
10	368-399	0,78	0,79
11	370-371	0,85	0,84
12	371-372	0,84	0,85
13	371-374	0,84	0,85
14	372-374	0,84	0,85
15	374-375	0,80	0,81
16	375-376	0,76	0,77
17	375-382	0,77	0,78
18	376-377	0,79	0,78

⁸ Tensão crítica da barra piloto foi obtida através da expressão 5.25

⁹ Tensão crítica da barra piloto foi obtida através do fluxo de potência continuado.

19	378-379	0,65	0,66
20	391-398	0,87	0,88
21	396-437	0,82	0,83
22	408-414	0,85	0,86
23	430-432	0,79	0,80
24	430-433	0,79	0,78
25	432-433	0,79	0,78

Em condição normal, a tensão crítica estimada (barra 378) foi aproximadamente 0,80 p.u. Eliminando a linha de transmissão (382-398), a tensão crítica estimada foi de 0,80 p.u. Caso ocorra uma contingência em qualquer uma das linhas de transmissão (368-370), (371-372), (371-374), (372-374), a tensão crítica estimada da barra piloto seria de aproximadamente 0,84 p.u.

Eliminando uma das linhas de transmissão (376-377), (430-432), (430-433), e (432-433), a tensão crítica estimada seria de aproximadamente 0,79 p.u.

Foram realizadas várias simulações (ver tabela 5) e os resultados obtidos com o método de predição de tensão foram bem satisfatórios, pois permaneceram muito próximos dos resultados obtidos com o fluxo de potência continuado.

Sem considerar os limites de potência reativa, as bifurcações ocorreram entre 0,58 a 0,81 p.u. Considerando os limites de potências reativa, as bifurcações ocorreram na faixa de 0,65 a 0,85 p.u.

Entre os resultados obtidos, não foi verificada a ocorrência da bifurcação induzida por limites.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

8.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi estudado e implementado o método conhecido como *Look-Ahead*. Este método determina de maneira aproximada a margem de carregamento do sistema. Também foi implementado um método que estima aproximadamente a tensão crítica da barra piloto de tensão. Este método é chamado de método de predição de tensão. Ambos os métodos são baseados na solução do fluxo de potência e na teoria de bifurcação sela-nó.

O método *Look-Ahead* é baseado no ajuste das curvas $(\lambda-V)$ e $(\lambda-\theta)$. Ajustando-se essas curvas determina-se o parâmetro λ_{max} com razoável precisão.

Também foi implementado um método que estima o carregamento limite (λ_{lim}) no qual ocorre violação de potência reativa (Q-limite) dos geradores do sistema. A partir do ponto Q-limite os geradores perdem a capacidade de fornecimento de potência reativa, a tensão terminal da máquina deixa de ser controlada e passa a ser variável. No cálculo do fluxo de potência isso é realizado trocando-se a barra PV para PQ.

Uma vez determinado o ponto Q-limite, a margem de carregamento do sistema é reduzida drasticamente e pode levar o sistema ao colapso de tensão.

Para verificar a eficácia do método *Look-Ahead*, foram realizadas diversas simulações, utilizando o Sistema Sul Sudeste Reduzido. As simulações foram efetuadas para o caso base e para situações de contingências simples no sistema de transmissão.

Foram realizadas comparações entre o método *Look-Ahead* e o fluxo de potência continuado. A comparação foi feita para validar os resultados obtidos com o método *Look-Ahead*.

Primeiramente, foi determinado o carregamento do sistema sem considerar os limites de potência reativa dos geradores. Nesta situação, os geradores apresentam capacidade ilimitada de fornecimento de potência reativa exigida pelas cargas.

O método *Look-Ahead* mostrou-se bastante eficiente, pois apresentou bons resultados em comparação com os resultados obtidos com o fluxo de potência continuado.

A tensão crítica da barra piloto foi estimada para diferentes cenários, e o resultado obtido foi muito bom em comparação com os resultados do fluxo de potência continuado.

Também foi determinado o carregamento do sistema quando os geradores mais sensíveis atingem o limite de potência reativa. Nesta situação, ocorreu uma redução da margem de carregamento do sistema. Os resultados mostraram que a margem de carregamento obtida pelo método *Look-Ahead* foi muito satisfatório em comparação com o fluxo de potência continuado.

Sem considerar os limites de potência reativa, as bifurcações ocorreram na faixa de 0,58 a 0,81 p.u. Considerando os limites de potências reativa, as bifurcações ocorreram entre 0,65 a 0,85 p.u.

Dentre as simulações realizadas não foi verificada a ocorrência da bifurcação induzida por limite.

8.2 PERPECTIVAS FUTURAS

Para melhorar ainda mais a estimativa da margem de carregamento do SEP pelo método proposto sugere-se, para estudos futuros:

- A obtenção de uma técnica para encontrar de forma inteligente o segundo ponto de operação do sistema para que o método *Look-Ahead* obtenha estimativas precisas do PMC.
- Implementar esquemas de redespacho de geração mais realísticos para obter estimativas do PMC mais próximas da realidade.

Estudar com mais detalhes a bifurcação induzida por limite para que a mesma possa ser identificada sem a necessidade de reajuste de curvas.

Além destes estudos diretamente relacionados com o cálculo da margem, sugere-se estudar um índice que indique a severidade da contingência no que diz respeito ao impacto que a mesma causa no sistema. Em conjunto com isto, sugere-se estudar técnicas de seleção automática de controle preventivo baseadas na técnica *Look-Ahead*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFFONSO, C.N.; DA SILVA, L.C.P. (2004). Melhoria da margem de estabilidade de tensão via minimização das perdas e maximização das reservas de potência reativa. XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, Brasil.

AJJARAPU, V.; FENG, Z. (1998). A novel approach for voltage collapse analysis and control. IEEE Powercon, Vol. 2, p. 1499-1503, August.

ALVES, D. A.; CASTRO, C. A.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. (2003). Determinação do ponto de máximo carregamento de sistemas de potência, utilizando o fluxo de carga desacoplado parametrizado. Revista Controle & Automação, Vol. 14, Nº 2, Junho.

ANDRADE, A. C.; BARBOSA, M. (2005). Detection of the point of voltage collapse using the FSQV. Method. Power Tech, St. Peterburg, Rússia, June.

BARQUÍN, J.; GÓMEZ, T.; PAGOLA, F.L. (1995). Estimating the loading limit margin taking into account voltage collapse áreas. IEEE Transaction on Power systems, Vol. 10, Nº 4, pp. 1952-1956, November.

CAÑIZARES, C. A (2001). Voltage stability assessment. procedure end guide. IEEE/PES Power Systems Stability Subcommittee Special Publication.

CAÑIZARES, C. A; SOUZA, A. C. Z.; QUINTANA, V. H. (1996). Comparison of performance index for detection of proximity to voltage collapse. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 11, Nº 3, August.

CAÑIZARES, C. A; REEVE, MITHULANANTHAN, N.; REEVE, J.(2003). On the linear profile of indices for the prediction of saddle-node and limit-induced bifurcation points in power systems. IEEE Transaction on Circuit and Systems – I: Fundamental and Applications, Vol. 50, Nº 12, pp. 1588-1595.

CHEN, L.; MIN, Y. (2007). Limits induced bifurcation caused by SVC capacity limits. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, Florida, USA.

CHIANG, H. D. (1989). Study of the existence of energy function for power systems with losses. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 36, Nº 11, pp. 1423-1429, November.

CHIANG, H. D.; WANG, C.S.; FLUECK, A. J. (1997). Look ahead voltage and look margin contingency selection function for large scale power systems. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, Nº 1, February.

DESTER, M. (2006). Estudo para classificação de contingências sob aspecto da estabilidade de tensão. Dissertação de mestrado pela Universidade de Campinas, SP.

DEVARAJ, D.; ROSELYN, R.; RANI, R. U. (2007). Artificial neural network model for voltage security based contingency ranking. *Applied Soft Computing*, N° 7, pp. 722-727, June.

DOBSON, I.; CHIANG, H. D. (1989). Toward a theory of voltage collapse in electric power systems, *systems and control letters*. Vol. 13, pp. 253-262, September.

DOBSON, I.; LU, L. (1993). New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 8, N° 3, pp.905-911, August.

ECHAVARREN, F. M.; LABATO, E.; ROUCO, L. (2006). A corrective load shedding scheme to mitigate voltage collapse. *Electrical Power and Energy Systems*, N° 28, pp. 58-64.

EJEBE, G.C.; TRISARRI, G.D.; MOKHTARI, S.; OBADINA, O.; RISTANOVIC, P.; TONG, J.(1995). Methods for contingency screening and ranking for voltage stability analysis of power systems. *Proceedings of the IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, pp. 249-255, May.

EJEBE, G.C.; TRISARRI, G.D.; MOKHTARI, S.; OBADINA, O.; RISTANOVIC, P.; TONG, J.(1996). Methods for contingency screening and ranking for voltage stability analysis of power systems. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 11, N° 1, February.

ELLITHY, K.A.; GASTLI, A.; AL-KHUSAIBI, T.; IRVING, M. (2002). Voltage stability margins assessment for muscat power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 24, N° 8, pp. 665-671, October.

EKWUE, A. O.; WAN, H. B.; CHENG, D. T. Y.; SONG, Y. H. (1999). Singular value decomposition method for voltage stability analysis on the National Grid system. *Electrical Power and Energy Systems*, N° 21, pp. 425-432.

FERREIRA, C.A.; COSTA, V.M. Controle de tensão no fluxo de potência continuado. Modelagens e efeitos na estabilidade de tensão. *Revista de Controle e Automação*, Vol. 15, N° 4, Dezembro.

FERREIRA, L. C. A.; SOUZA, A. C. Z.; GRANVILLE, S. (1998). Uma proposta para implantação de controle automático de colapso de tensão em sistemas elétricos de potência. XII CBA, Congresso Brasileiro de Automática, Uberlândia.

FERREIRA, C. A.; COSTA, V. M.; DE SOUZA, B. B; REIS, A. L. S. (2004). Uma nova abordagem para avaliação do ponto de máximo carregamento de sistemas elétricos de potência. XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, Brasil.

FORÇA TAREFA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO (1999). Critérios e metodologias estabelecidos no âmbito da força tarefa – colapso de tensão do GTAD/SCEL/GCOI para estudos de estabilidade de tensão nos sistemas interligados Norte/ Nordeste, Sul/ Sudeste e Norte/ Sul Brasileiro, XV SNPTEE, GAT, 17 Outubro, 1999, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

FORÇA TAREFA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO (2000). Critérios e procedimentos de estabilidade de tensão para planejamento do sistema elétrico brasileiro. VII SEPOPE, Simpósio de Especialista em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 21-26 Maio, 2000, Curitiba, PR, Brasil.

FRANCISCO, G. S. (2005). Avaliação de ferramentas de análise de estabilidade de tensão. Dissertação de Mestrado, EFEI, Itajubá, Minas Gerais.

GARCIA, A.V.; ALMEIDA, M. C.(1999). Identificação de ramos críticos para estabilidade de tensão baseada na análise modal do sistema. XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, foz do Iguaçu, PR, Brasil.

GOLUB, G.H.; LOAN, C.F.V. (1983). Matrix computation. the johns hopkins university press, 1º Edição, Baltimore, Maryland, USA.

GOUVEIA JR, M. M.; TERRA, L. D. B. (1999). Avaliação e melhoria da margem de colapso de tensão utilizando rede neural artificial. Congresso Brasileiro de redes neurais, PP 130-135, ITA, São José dos Campos, SP, Brasil.

GRANVILLE, S.; MELLO, J. C. O.; MELO, A. C. G. (1996). Application of interior point methods to power flow unsolvability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, Nº 2, pp. 1096-1103, May.

GUEDES, R. B. L. (2000). Aplicação de métodos estáticos para estudo do colapso de tensão em sistemas elétricos de potência. Dissertação de mestrado. EESC-USP, São Carlos, SP.

GUEDES, R. B. L. (2004). Cálculo das soluções de baixa tensão das equações de fluxo de carga através de sistemas dinâmicos auxiliares e função energia estendida com modelo ZIP para análise de colapso de tensão. Tese de doutorado. EESC-USP, São Carlos, SP.

GUEDES, R. B. L.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N.G. (2001). Determinação de pontos de equilíbrios instáveis para cálculo de estabilidade de tensão através de métodos diretos. XVI SNPTEE, Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVORADO, F.L. (1997). Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, Nº 1, PP 262-272, February.

HALE, J.; KOÇAK, H.(1991). Dynamics and Bifurcations, Springer-Verlag, New York.

[HTTP://WWW.EE.WASHINGTON.EDU/RESEARCH/PSTCA/](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/).

KESSEL, P.; GLAVITSCH, H. (1983). Estimating the stability of a power system. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. PWRD, Nº 3, July.

KUNDUR, P. (1994). Power System Stability and Control, McGraw-Hall Inc.

KUNDUR, P. (1998). General introduction and basic concepts of voltage stability analysis. IEEE/PES Summer Meeting, IEEE Tutorial Course: Voltage Stability , San Diego, califórnia, USA.

KUNDUR, P.; GAO, B. (1994). Practical consideration in voltage stability assessment. proceeding of IV SEPOPE, Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

KUNDUR, P.; MORISON, G. K.; GAO, B.(1992). Voltage stability evaluation using modal analysis. IEEE Transaction on Power Systems, Vol.07, Nº 04, pp 1529-1542, November.

KUNDUR, P.; MORISON, G. K.; GAO, B.; DANAI, B. and MARATUKULAM, D.(1993). Voltage stability analysis program (VSTAB) - application guide, Ontario, Canadá, November.

- KRAUER, T. R. O. (2007). Uma metodologia de análise de sistemas de potência aplicando o continuado QV e PV no ambiente de planejamento de sistemas elétricos. Dissertação de Mestrado, EFEI, Itajubá, MG.
- JEAN-JUMEAU, R.; CHIANG, H.D. (1993). Parameterization of the load flow equations for eliminating ill-conditioning load flow solutions. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, N° 3, PP 1002-1004, August.
- LEITE, L. C. G.; COSTA, V. M. (2003). Fluxo de potência continuado via equações de injeção de injeção de corrente. Revista Controle & Automação, Vol. 14, N° 4, Dezembro..
- LÖF, P. A.; SMED, T.; ANDERSON, G.; HILL, D. J. (1992). Fast calculation of voltage stability index. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, N° 1, pp. 54-64, February.
- LÖF, P. A.; ANDERSON, G.; HILL, D. J. (1993). Voltage stability indices for stressed power systems. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, N° 1, February.
- LÖF, P.A., SMED, T., ANDERSON, G., HILL, D.J. (1995). Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies. IEEE Trans on Power Systems, Vol. 10, N° 01, February.
- MARTINS, A. C.P. (2000). Simulação estática do colapso de tensão através da resolução continuada de um fluxo de carga modificado. Dissertação de Mestrado. EESC-USP, São Carlos, SP.
- MELO, A. C. G.; GRANVILLE, S.; MELLO, J. C. O.; OLIVEIRA, A. M.; DORNELLAS, C. R. R.; SOTO, J. O. (1999). Avaliação probabilística de margens de carregamento do sistema. XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- MOGHAVEMI, M.; FARUQUE, M. O. (1999). Power system security and voltage collapse: A line outage based indicator for prediction. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 21, N° 6, pp. 455-461, August.
- MONTICELLI, A.J. (1983). Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo- Brasil. Edgard Blucher.
- MOREIRA, F. S.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F.; OHISHI, T. (2001). Um procedimento para programação da operação incluindo restrições de estabilidade de tensão. SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas , SP, Brasil.
- MORINSON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. (2004). Power systems security assessment. IEEE Power &Energy magazine, October.
- MORINSON, G. K.; GAO, B.; KUNDUR, P. (1993). Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. IEEE Transaction on Power systems, Vol. 8, N° 3, pp. 1159-1171, August.
- OLIVEIRA, A. C. C. (2005). Método para aumento da margem de estabilidade de tensão via redespacho ótimo de geração ativa. Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro.
- ONS (2001). Diretrizes e critérios para estudos elétricos, procedimento de rede, sub-módulo 23.3. Operador Nacional do Sistema Elétrico, disponível em www.ons.org.br, Junho.
- OVERBYE, T., J.; MARCO, C. L. (1991). Voltage security enhancement using energy based sensitivities. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, N° 3, pp. 1196-1202, August.

QUINTELA, A. S. (2002). Estudo de índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e aplicação na seleção de contingências. Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas, SP.

WANG, L.; LIU, Y.; LUAN, Z. (2005). Power transmission paths based voltage stability assesment. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition.

SAUER, P. W.; PAI, M. A. (1990). Power system steady-state stability and the load flow jacobian. IEEE Transaction on Power System, Vol. 5, N° 04, pp. 1374-1383, November.

SCHLUETER, R. A.; HU, I.; CHANG, M.W.; COSTI, A.(1991). Methods for determining proximity to voltage collapse. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, N° 1, pp.285-292, February.

SILVA, L. C. P.; DA COSTA, V. F. (1999). Uma metodologia estática para identificação do ponto de colapso de tensão incluindo as características de regime permanente dos componentes dinâmicos do sistema de potência. XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, foz do Iguaçu, PR, Brasil.

SILVA, L. C. P. (2001). Uma expansão dos métodos da curva PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas, SP.

SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. Uma metodologia estática para identificação do ponto de colapso de tensão incluindo as características de regime permanente dos componentes dinâmicos do sistema de potência. CD- ROM, SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

SILVEIRA, C.S. (2003). Estudo de máximo carregamento em sistema de energia elétrica. Dissertação de Mestrado. EESC-USP, São Carlos, SP.

SIMÕES COSTA, A. (2002). Dinâmica e controle de sistemas elétricos de potência. Disponível em < [HTTP://labspot.ufsc.br/~simoes](http://labspot.ufsc.br/~simoes)>.

SINHA, A. K.; HAZARIKA, D. (2000). Voltage collapse proximity indicating index using diagonal element of jacobian matrix. IEEE Transaction on Power Systems IEEE, pp. 480-485, India.

SOUZA, A. C. Z. (1996). Determinação da barra crítica e do ponto de colapso pelo vetor tangente. XI CBA, vol. 3, pp. 1393-1398 , São Paulo, Setembro.

STAPATHY, P.K.; DAS, D.; GUPTA, P.B. (2004). Static Voltage Stability Analysis using Fuzzy set approach. Vol. 85, June.

STOTT, B.; ALSAÇ, O.; MONTICELLI, A.J. (1992). Security analysis and optimization. Proceeding of the IEEE, Vol. 75, N° 12, pp. 1623-1644, December.

TAYLOR, C. (1994). Power system voltage stability, McGrall Hill, New York.

TAYLOR, C. (1992). Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena. CIGRÉ Task Force.

XU, M.; MANSUR, Y. (1993). Voltage stability analysis using generic dynamic load models. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, N° 1, pp. 479-486, November.

YORINO, N.; LI, H. Q.; SASAKI, H. (2005). A predictor/corrector scheme for obtaining Q-Limits for power flow studies. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 20, N° 01, February.

ZEFERINO, C. L. (2006). Estudo do máximo carregamento em sistemas de energia elétrica via método da barreira modificada. Dissertação de Mestrado. EESC- USP, São Carlos, SP.

ZEFERINO, C. L.; SOUSA, V. A.; COSTA, G. R. M. (2007). Método da função lagrangeana barreira modificada versus método primal-dual barreira logarítmica na determinação do problema de máximo carregamento. XXXIX SBPO-Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Fortaleza, Ceará, Brasil.

ZHAO, J.; CHIANG, H. D.; LI, H. (2004). Enhanced look-ahead load margin estimation for voltage security assessment. Electrical Power and Energy systems, N° 26, pp. 431-438.

ZHU, P.; TAYLOR, G.; IRVING, M. (2008). A novel Q-limits guided continuation power flow method. IEEE Power & Energy Society, General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.

APÊNDICE A

Este apêndice contém os dados relativos ao sistema Sul Sudeste Reduzido. Esse sistema é constituído por 45 barras e 10 geradores, sendo 35 barras do tipo PQ, 9 do tipo PV e 1 do tipo θV . Os dados de linha, estão apresentados na tabela 2A. As tabelas 3A e 4A mostram respectivamente, os dados de barra e os dados dos geradores do sistema. O sistema possui dois níveis de tensão, sendo um de 525 KV e o outro de 230 KV. Todos os valores estão em p.u. nas bases de 100MVA, 525 KV e 230 KV. A figura 1A ilustra a topologia da rede do sistema Sul Sudeste Reduzido.

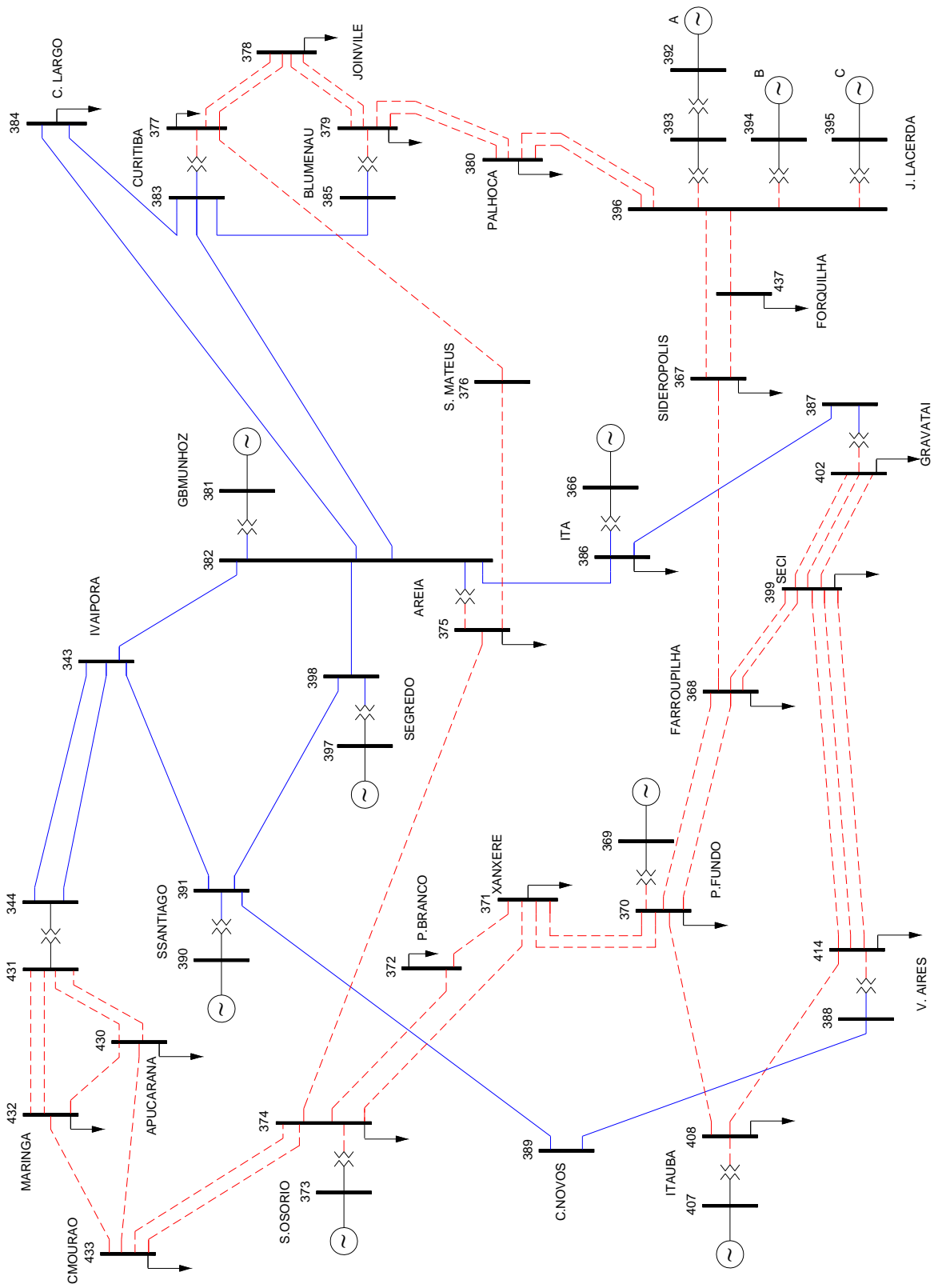


Figura 1A: Sistema Sul Sudeste Reduzido.

Tabela 2A: Dados de linha do sistema Sul Sudeste Reduzido em p.u.

De	Para	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
343	344	0,00035	0,00725	3,322
343	382	0,0018	0,0227	2,2721
343	391	0,0014	0,0204	2,4475
344	431	0,0000	0,0063	0
366	386	0,0000	0,135	0
367	368	0,0386	0,1985	0,34
367	396	0,0096	0,0491	0,0842
367	437	0,0033	0,0167	0,2859
368	370	0,02.315	0,1689	0,8168
368	399	0,0059	0,03033	0,4755
369	370	0,0000	0,046	0
370	371	0,00815	0,04175	0,288
370	408	0,025	0,1648	0,469
371	372	0,0163	0,0835	0,144
371	374	0,0316	0,1621	0,2784
372	374	0,0153	0,0861	0,1344
373	374	0,000	0,0114	0
374	375	0,0306	0,1523	0,2702
374	433	0,0172	0,088	0,608
375	376	0,0245	0,1256	0,2041
375	382	0,000	0,03	0
376	377	0,0088	0,0415	0,5211
377	378	0,0091	0,04675	0,319
377	383	0,000	0,0062	0
378	379	0,0077	0,0388	0,27
379	380	0,0108	0,05525	0,3726
379	385	0,000	0,0062	0
380	396	0,009	0,046	0,3103
381	382	0,000	0,0067	0
382	383	0,0019	0,028	3,3576
382	384	0,0019	0,0274	3,2867
382	386	0,0014	0,0195	2,3968
382	398	0,0005	0,007	0,8392
383	384	0,0005	0,0069	0,8215
383	385	0,0012	0,0175	2,097
386	387	0,0021	0,0309	3,7183
387	402	0,000	0,0062	0
388	389	0,0022	0,03	3,83
388	414	0,000	0,0062	0
389	391	0,0014	0,0195	2,397
390	391	0,000	0,0114	0
391	398	0,0005	0,007	0,8392
392	393	0,000	0,0871	0
393	396	0,000	0,059	0
394	396	0,000	0,0701	0
395	396	0,000	0,045	0
396	437	0,0129	0,0657	0,1128
397	398	0,000	0,0068	0
399	402	0,0007	0,00358	0,0668
399	414	0,00613	0,03162	0,2062
407	408	0,000	0,0236	0,1905
408	414	0,0202	0,1129	0
430	431	0,00528	0,02979	0
430	432	0,011	0,1184	0,2027
430	433	0,0229	0,1174	0,2027
431	432	0,0086	0,0442	0,2868
432	433	0,0181	0,0929	0,1607

Tabela 3A: Dados de barra do sistema Sul Sudeste.

Barras	V [p.u.]	Tipo	θ [°]	P_0 [p.u.]	Q_0 [p.u.]	Shunt[p.u.]	Areas	F.P.A	F.P.B
343	1,034	PQ	-6,90	0	0	-2,50	1	1	0,3
344	1,025	PQ	-9,30	0	0	0	1	1	0,3
366	1,020	PV	-6,70	0	-38,3	0	2	1	0,3
367	0,974	PQ	-32,0	1,77	0,68	0	2	1	0,3
368	1,020	PQ	-34,0	1,91	0,42	0	2	1	0,3
369	1,040	PV	-14,0	0	0	0	1	1	0,3
370	1,022	PQ	-19,0	1,71	0,185	0	1	1	0,3
371	0,999	PQ	-16,0	1,26	0,47	0	1	1	0,3
372	0,997	PQ	-10,0	0,46	0,147	0	1	1	0,3
373	1,020	PV	3,07	0	0	0	1	1	0,3
374	1,015	PQ	-2,60	0,281	0,565	0	1	1	0,3
375	1,016	PQ	-11,0	2,79	0,607	0	1	1	0,3
376	1,014	PQ	-21,0	1,30	0,294	0	2	1	0,3
377	1,026	PQ	-21,0	4,27	-0,25	0	1	1	0,3
378	0,972	PQ	-27,0	3,10	1,41	0	2	1	0,3
379	1,002	PQ	-26,0	4,24	0,906	0	2	1	0,3
380	0,993	PQ	-28,0	1,17	0,531	0	2	1	0,3
381	1,022	θV	0	0	0	0	2	1	0,3
382	1,035	PQ	-5,60	0	0	0	2	1	0,3
383	1,029	PQ	-19,0	0	0	-0,60	2	1	0,3
384	1,033	PQ	-17,0	3,68	0,596	0	2	1	0,3
385	1,011	PQ	-24,0	0	0	0	2	1	0,3
386	1,029	PQ	-11,0	1,74	-0,08	-1,0	2	1	0,3
387	1,026	PQ	-29,0	0	0	-1,50	2	1	0,3
388	1,027	PQ	-23,0	0	0	-1,50	1	1	0,3
389	1,032	PQ	-9,70	0	0	-1,70	1	1	0,3
390	1,018	PV	6,93	0	0	0	1	1	0,3
391	1,035	PQ	-1,30	0	0	0	1	1	0,3
392	1,030	PV	-24,0	0	0	0	2	1	0,3
393	1,000	PQ	-28,0	1,25	0,398	0	2	1	0,3
394	1,030	PV	-23,0	0	0	0	2	1	0,3
395	1,030	PV	-21,0	0	0	0	2	1	0,3
396	1,005	PQ	-27,0	0	0	0	2	1	0,3
397	1,020	PV	2,72	0	0	0	1	1	0,3
398	1,032	PQ	-1,40	0	0	0	1	1	0,3
399	1,029	PQ	-33,0	8,13	1,10	0	2	1	0,3
402	1,039	PQ	-32,0	6,12	-4,55	0	2	1	0,3
407	1,020	PV	-14,0	0	0	0	2	1	0,3
408	1,002	PQ	-20,0	4,04	1,35	0	2	1	0,3
414	1,033	PQ	-25,0	3,93	-1,11	0	2	1	0,3
430	0,992	PQ	-15,0	2,62	0,132	0	2	1	0,3
431	1,010	PQ	-11,0	2,29	1,83	0	1	1	0,3
432	0,982	PQ	-15,0	1,84	0,602	0	1	1	0,3
433	0,979	PQ	-13,0	1,39	0,537	0	1	1	0,3
437	0,972	PQ	-32,0	0,901	0,553	0	2	1	0,3

Tabela 4A: Dados dos geradores do sistema Sul Sudeste, em p.u.

<u>Barra</u>	<u>Inércia da máquina (M)</u>
366	0,3732
369	0,1130
373	0,3947
381	0,7440
390	0,5728
392	0,0356
394	0,0506
395	0,0968
397	0,5163
407	0,2034

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)