



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS FABIANO BARONE MARTINS

**MÉTODO DO LOOK AHEAD MODIFICADO PARA ESTUDOS DE
COLAPSO DE TENSÃO**

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Christovão Pio Martins

Bauru
2011

Martins, Luís Fabiano Barone.

Método do look ahead modificado para estudos de colapso de tensão / Luís Fabiano Barone Martins, 2011. 123 f.

Orientador: André Christovão Pio Martins

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru, Bauru, 2011

1. Fluxo de Carga Continuado. 2. Método Look Ahead. 3. Colapso de Tensão. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE LUIS FABIANO BARONE MARTINS, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.

Aos 23 dias do mês de fevereiro do ano de 2011, às 09:30 horas, no(a) ANFITEATRO DA PÓS-GRADUAÇÃO DA FACULDADE DE ENGENHARIA, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRÉ CHRISTÓVÃO PIO MARTINS do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. NEWTON GERALDO BRETAS do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Prof. Dr. ANDRÉ NUNES DE SOUZA do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de LUIS FABIANO BARONE MARTINS, intitulado "MÉTODO DO LOOK-AHEAD MODIFICADO PARA ESTUDOS DE COLAPSO DE TENSÃO". Após a exposição, o discente foi argüido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO _____. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRÉ CHRISTÓVÃO PIO MARTINS 

Prof. Dr. NEWTON GERALDO BRETAS 

Prof. Dr. ANDRÉ NUNES DE SOUZA 

“O cientista não busca um resultado imediato. Ele não espera que suas idéias avançadas sejam prontamente aceitas. Seu dever é o de estabelecer as bases para aqueles que virão, e apontar o caminho.”

Nikola Tesla

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, especialmente à minha mãe Matilde, por todo esforço em me dar uma boa formação acadêmica e principalmente, por me mostrar o caminho certo a seguir. Dedico também à minha namorada, Thaís, por tudo de bom que ela representa na minha vida.

AGRADECIMENTOS

À Deus pela minha saúde e por todas as coisas boas de minha vida

Ao professor Dr. André Cristovão Pio Martins 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 e me incentivando a continuar.

À minha família por ter me dado condições financeiras e emocionais para chegar a este momento.

À minha namorada Thaís por todas as palavras de incentivo e por sua compreensão pelos finais de semana mal aproveitados.

Ao meu amigo Rodolfo Biazon pela companhia nas longas viagens até Bauru e pela parceria nos momentos mais difíceis do curso.

Ao meu amigo Valdinei Garcia por me mostrar a importância da conquista de mais um degrau acadêmico.

Ao “Ed” (Edson) pela amizade e palavras de apoio nos momentos críticos.

Ao professor Dr. Leonardo Nepomuceno pela confiança.

A todos os professores da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, curso de Engenharia Elétrica pelos ensinamentos que me propiciaram fazer parte deste conceituado programa de mestrado.

A todos os professores do programa de mestrado da Faculdade de Engenharia de Bauru, que fizeram parte direta ou indiretamente da minha formação.

A CAPES pelo apoio financeiro e a Universidade Estadual Paulista pelo ensino gratuito e de qualidade.

RESUMO

MARTINS, L. F. B. (2011). **Método do *look ahead* modificado para estudos de colapso de tensão.** Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia de Bauru, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2011.

Neste trabalho foi feita uma análise comparativa entre diferentes escolhas dos pontos utilizados pelo método *look ahead* na estimação do ponto de máximo carregamento de um sistema elétrico de potência. O Fluxo de Carga Continuado é utilizado na geração dos pontos de operação utilizados pelo método *look ahead* e para servir como referência na comparação entre os resultados previstos e o ponto de máximo carregamento real. Uma vez que a exatidão dessa estimativa é fortemente afetada pela escolha desses pontos, o FCC é modificado para fornecer pontos mais adequados para o bom funcionamento do método *look ahead*. A metodologia proposta é aplicada ao sistema IEEE de 300 barras, os resultados obtidos mostram o seu bom funcionamento.

Palavras – Chave: Fluxo de Carga Continuado, Método *look ahead*, Colapso de Tensão, Margem de Estabilidade de Tensão

ABSTRACT

MARTINS, L. F. B. (2011). **Modified *look ahead* method for voltage collapse studies.** Dissertation (M.S – Degree) – Faculdade de Engenharia de Bauru, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2011.

Here we did a comparative analysis between different choices of the points used by the *look ahead* method for estimating maximum loading point of a power system. The Continued Power Flow (CPF) is used in the generation of operating points used by the *look ahead* method and to serve as a reference in comparison between the predicted results and the real maximum loading point. Since the accuracy of this estimative is strongly affected by choice of these points, the CPF is modified to provide the most appropriate for the proper functioning of the method look ahead. The proposed methodology system is applied to IEEE 300 buses, the results have shown its good functioning.

Key – Words: Continued Power Flow, Look ahead, Voltage Collapse, Voltage Stability Margin.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1 – Modelo equivalente p de uma linha de transmissão.	37
Figura 3-2 – Modelo de transformador YY de dois enrolamentos.	39
Figura 3-3 – Modelo p equivalente do transformador.	40
Figura 3-4 – Sistema elétrico de potência com duas barras.	43
Figura 3-5 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero.	45
Figura 3-6 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com impedância constante.	51
Figura 3-7 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com corrente constante.	53
Figura 3-8 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com potência constante.	55
Figura 3-9 – Bifurcação sela-nó no plano do sistema: $y = \beta + y^2$ e $z = -z$	57
Figura 3-10 – Curva PV e curva característica para carga dinâmica com os pares de parâmetros $P_0 = 0,3 pu$, $x = 1,0 pu$ e $P_0 = 0,5 pu$ e $x = 1,0 pu$	60
Figura 3-11 – Curvas $f(G) \times G$ contendo os pontos de equilíbrio do sistema para os pares de parâmetros $P_0 = 0,3 pu$, $x = 1,0 pu$ e $P_0 = 0,5 pu$ e $x = 1,0 pu$	61
Figura 4-1 – Esquema de Previsão e Correção.	67
Figura 6-1 – Curva PV obtida com o FCC para parâmetro de continuação de 1%.	94
Figura 6-2 – Curva PV para parâmetro de continuação de 10%.	95

Figura 6-3 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 1% versus <i>look ahead</i> para o caso base.	98
Figura 6-4 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 1% versus <i>look ahead</i> para o primeiro refinamento.	98
Figura 6-5 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 1% versus <i>look ahead</i> para o caso base.	99
Figura 6-6 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 1% versus <i>look ahead</i> para o primeiro refinamento.	99
Figura 6-7 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 10% versus <i>look ahead</i> para o caso base.	100
Figura 6-8 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 10% versus <i>look ahead</i> para o primeiro refinamento.	100
Figura 6-9 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 10% versus <i>look ahead</i> para o caso base.	101
Figura 6-10 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 10% versus <i>look ahead</i> para o primeiro refinamento.	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 6-1 – Análise comparativa do número de iterações.....	95
Tabela 6-2 – Máximos carregamentos das barras analisadas em função do ponto inicial do <i>look ahead</i>	96
Tabela 6-3 – Erro na estimativa do ponto crítico utilizando a metodologia proposta.	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AVR</i>	Automatic voltage regulator
<i>CIS</i>	Chilean integrated system
<i>CPFLOW</i>	Continuation power flow
<i>DAE</i>	Differential algebraic equation
<i>EAD</i>	Equações algébricas diferenciais
<i>FACTS</i>	Flexible alternating current transmission system
<i>FC</i>	Fluxo de carga
<i>FCC</i>	Fluxo de carga continuado
<i>FCDR</i>	Fluxo de carga desacoplado rápido
<i>FLBM</i>	Função lagrangeana de 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>GD</i>	Geração distribuída

<i>GMRES</i>	General minimal residual
<i>HVDC</i>	High voltage direct current
<i>HVS</i>	High voltage solution
<i>IEEE</i>	Institute of electrical and electronic engineers
<i>ISPS</i>	Invariant space parametric sensitivity
<i>LVS</i>	Low voltage solution
<i>MCT</i>	Margem de colapso de tensão
<i>MET</i>	Margem de estabilidade de tensão
<i>MVA</i>	Mega volt ampere
<i>MVar</i>	Mega volts ampere reactive
<i>MW</i>	Mega Watts
<i>OLTC</i>	On load tap changing
<i>ONS</i>	Operador nacional do sistema elétrico
<i>OPF</i>	Optimal power flow
<i>PDBL</i>	Primal dual barreira logarítmica
<i>PI</i>	Pontos interiores
<i>PMC</i>	Ponto de máximo carregamento
<i>RNA</i>	Redes neurais artificiais
<i>SEP</i>	Sistema elétrico de potência

<i>SVC</i>	Static var compensator
<i>VCPI</i>	Voltage collapse prediction index
<i>VSI</i>	Voltage stability index
<i>VSL</i>	Voltage stability limit
<i>TSCS</i>	Thyristor controlled serie capacitor
<i>UPFC</i>	Unified Power flow controller
<i>UVLS</i>	Under voltage load shedding

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	11
1.1.	O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	12
1.2.	COLAPSO DE TENSÃO	13
1.3.	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	14
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3.	REPRESENTAÇÃO DO SEP E BIFURCAÇÃO SELA-NÓ	35
3.1.	DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS	35
3.2.	LINHAS DE TRANSMISSÃO	36
3.3.	TRANSFORMADORES	39
3.4.	DETERMINAÇÃO DA CURVA PV PARA SISTEMA DE POTÊNCIA COM DUAS BARRAS	42
3.5.	MODELOS ESTÁTICOS DE CARGAS	45
3.5.1.	CARGA EXPONENCIAL	46
3.5.2.	CARGA ZIP	48
3.6.	BIFURCAÇÃO DO TIPO SELA-NÓ	56
4.	FLUXO DE CARGA CONTINUADO (FCC).....	64
4.1.	FORMULAÇÃO	65
4.1.1.	ETAPA DE PREVISÃO	68
4.1.2.	CONTROLE DO PASSO PREVISOR	70

4.1.3.	ETAPA DE CORREÇÃO	71
4.1.4.	ESCOLHA DO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO.....	75
4.1.5.	CRITÉRIO DE PARADA	76
5.	MÉTODO “LOOK AHEAD”	77
5.1.	INTRODUÇÃO	77
5.2.	TEORIA BÁSICA	78
5.3.	MÉTODO PROPOSTO	84
6.	RESULTADOS	87
6.1.	INTRODUÇÃO	87
6.2.	SISTEMA IEEE 300 BARRAS.....	88
6.3.	ALGORITMO	88
6.4.	RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE 300 BARRAS	93
7.	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	103
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105

1. INTRODUÇÃO

Em todo o mundo estão ocorrendo mudanças de planejamento e operação nos sistemas elétricos de potência, devido, dentre outras causas, a fatores econômicos e ambientais. Do ponto de vista econômico, o aumento da concorrência causada pela fragmentação do setor elétrico em várias empresas causou um aumento da competitividade. Do ponto de vista ambiental, a escassez dos recursos naturais e a pressão social por maior racionalidade no uso destes recursos tornam a construção de novas unidades geradoras uma tarefa cada vez mais cara e complexa.

O panorama atual mostra que o atendimento do aumento da demanda, através da construção de novos parques geradores e linhas de transmissão, deve ser feito depois de estudos de otimização da estrutura existente usando-as da forma mais racional possível. Somando-se a isso, os custos de geração e transmissão devem ser minimizados através da diminuição das reservas de geração e transmissão, desde que mantidos os requisitos mínimos de segurança, aumentando assim o nível de competitividade das empresas e a economia dos recursos naturais. Todos esses fatores tornam os sistemas de potência cada vez mais difíceis de operar e com folgas cada vez menores em suas margens de estabilidade.

A manutenção de níveis adequados de segurança e qualidade dos sistemas de potência torna necessário um profundo conhecimento dos seus limites de operação para, em muitos casos, tomar ações capazes de elevar suas margens de estabilidade. As fases de planejamento da operação e controle (em tempo real) requerem uma análise de segurança cada vez mais confiável a fim de se evitar as instabilidades nos sistemas de potência.

1.1. O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Um sistema elétrico de potência é uma rede elétrica composta de geradores, linhas de transmissão, cargas e controladores de tensão. Sistemas reais são grandes, variando entre centenas e milhares de nós e ramos. Uma vez que as funções básicas práticas de um sistema de potência são a produção e distribuição de energia elétrica, geradores são componentes essenciais. Em condições normais de funcionamento, um gerador é essencialmente uma fonte de tensão constante. Mas, em uma condição transitória, a dinâmica de excitação do rotor pode produzir oscilações indesejáveis na frequência do sistema e na amplitude de sua tensão.

Uma linha de transmissão pode ser modelada por um ramo RL em série com capacitores shunt ligados em paralelo à linha. Seu sistema de controle é crítico e tem se beneficiado dos avanços tecnológicos ao longo do tempo. Por exemplo, para manter os níveis de tensão próximos da carga, as relações de espira de alguns transformadores são automaticamente ajustadas por comutadores de derivação em carga (OLTCs), mas apesar dos mecanismos de controle terem aumentado em número e sofisticação, as próprias redes são muito complexas e podem se comportar de maneiras difíceis de serem previstas.

As características das cargas também variam muito, de dispositivos de iluminação resistiva para componentes dinâmicos, tais como grandes motores de indução. Além disso, sistemas de energia podem ser interconectados para permitir o intercâmbio de energia elétrica entre sistemas de diferentes concessionárias. Um grande sistema de potência não linear interconectado pode exibir fenômenos dinâmicos muito complexos quando o sistema sai de seu estado estável de funcionamento por meio de uma perturbação.

Para complicar ainda mais, os sistemas de potência estão se tornando cada vez mais carregados devido ao aumento da demanda por energia elétrica, enquanto as preocupações ambientais e econômicas limitam a construção de novas unidades de geração e de transmissão

de energia. Sob estas condições estressantes, que no passado eram pouco frequentes, como o colapso de tensão, tem levado a cortes de energia em todo o mundo.

1.2. COLAPSO DE TENSÃO

Genericamente, a definição de estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser definida como a propriedade de retorno a uma posição de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação. Com o sistema em operação normal, define-se estabilidade de tensão como sendo sua capacidade em manter as tensões em todas as barras dentro de uma faixa adequada mesmo depois de perturbações.

Quando o sistema está em funcionamento normal podem ocorrer grandes aumentos de carga, mudanças em sua configuração, perdas de linhas de transmissão ou outra contingência grave que cause um afundamento progressivo e sem controle na tensão de seus barramentos, sendo denominado de Instabilidade Tensão. Este efeito é baseado na incapacidade de resposta do SEP às solicitações de potência reativa. Pode ser entendido também como o aumento da queda de tensão nas linhas de transmissão causada pelo aumento na circulação de potência ativa e reativa.

Pode-se definir um critério para a Estabilidade de Tensão em determinada condição de operação, para todas as barras do SEP, como sendo o aumento da magnitude da tensão com o aumento da injeção de potência reativa na mesma barra. Se a tensão nesse barramento começar a decair com o aumento da injeção de reativos diz-se que o sistema é instável. Desta forma observa-se que este fenômeno é local, porém suas conseqüências podem ser sentidas por todo o SEP. Essas conseqüências, que acompanham a instabilidade de tensão, diminuindo significativamente as tensões em grande parte dos barramentos são denominadas de Colapso de Tensão.

A definição clássica do colapso de tensão é uma diminuição lenta e gradual nas tensões das barras de um sistema de potência altamente carregado devido ao aumento da demanda. Com o contínuo aumento da demanda por potência, chega um momento em que a tensão em algumas barras do sistema diminui drasticamente causando a interrupção no fornecimento de energia em parte ou, dependendo da gravidade, em todo o sistema.

Há muita variedade de mecanismos que causam a instabilidade de tensão. O principal objetivo de estudo deste trabalho, é a instabilidade de tensão causada pelo aumento lento e gradual do carregamento do sistema. A análise da estabilidade de tensão visa quantificar a distância do ponto de operação atual ao ponto de máximo carregamento, isto é, medir sua margem de estabilidade.

Vários pesquisadores propuseram índices para quantificar essa distância ao ponto de bifurcação do SEP. Essas medidas da margem de estabilidade são utilizadas em muitos trabalhos para classificar que tipos de contingências possuem maior severidade. Um grande problema na utilização destes índices é a sua incapacidade de mostrar os impactos que as contingências causam ao SEP. Em geral, muitos dos efeitos dessas contingências podem ser resolvidos localmente, desde que a margem de estabilidade seja baixa, com a adição de reativos.

1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O ponto principal desta dissertação de mestrado é explicar o funcionamento do colapso de tensão e estudar métodos para a determinação do ponto de máximo carregamento (PMC) do sistema elétrico de potência. Atualmente, a operação dos SEPs requer que decisões sejam tomadas rapidamente evitando que determinadas situações levem o sistema ao colapso. Essa característica torna necessário o desenvolvimento de ferramentas que identifiquem em tempo real o “*nose*” da curva PV e, a partir do ponto de operação atual determinem a sua margem de carregamento.

Uma das técnicas que traz o requisito da velocidade, denominada *look ahead*, foi desenvolvida por CHIANG et al, (1997) e explora a característica quadrática que a curva PV apresenta próximo ao PMC.

Este trabalho explora a idéia central deste método, modificando-o e comparando-o com o método do fluxo de carga continuado (FCC) para identificar o ponto do colapso de tensão, AJJARAPU e CHRISTY (1992).

Esta dissertação de mestrado está dividida da seguinte forma:

O Capítulo dois apresenta uma revisão bibliográfica dos estudos envolvendo o fenômeno do colapso de tensão bem como alguns dos métodos propostos para sua identificação. O Capítulo três apresenta a modelagem matemática dos principais dispositivos que compõem os SEPs e a bifurcação do tipo sela-nó. O Capítulo quatro apresenta a formulação matemática do método do fluxo de carga continuado. O Capítulo cinco mostra o método *look ahead* e o método proposto, bem como suas modificações em relação ao método original e a forma como eles determinam o PMC do sistema. No Capítulo seis são apresentados os resultados da metodologia proposta obtidos na simulação do sistema de testes IEEE 300 barras. No Capítulo sete são apresentadas as conclusões bem como as perspectivas futuras para continuação deste estudo. E, finalmente, no Capítulo oito são apresentadas as referências bibliográficas que nortearam este trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

KUNDUR (1994) cita que o comportamento da carga, juntamente com os fatores ambientais e econômicos, são as principais causas da ocorrência da Instabilidade de Tensão e do Colapso de Tensão.

Pesquisas apresentadas por CHIANG et al (1990), BEGOVIC e PHAKE (1990) e DOBSON (1992) identificaram, na representação do sistema analisado, uma bifurcação estática do tipo sela-nó que foi associada ao colapso de tensão. Nessa bifurcação, o ponto de operação de alta tensão do sistema desaparece após se fundir com um ponto de operação de baixa tensão.

O termo instabilidade de tensão engloba muitos fenômenos associados às variações de tensão em um sistema de potência, enquanto que o colapso de tensão está contido nesse conjunto, sendo apenas um dos inúmeros fenômenos. O problema da instabilidade tem sido analisado por métodos estáticos e dinâmicos, levando em conta a resposta temporal dos vários componentes e dispositivos envolvidos no problema. Uma das causas da instabilidade de tensão é a limitação na transferência de potência reativa dos geradores síncronos pela rede de transmissão. KWANTNY et al (1986) mostrou a relação entre a essência do fenômeno do colapso de tensão e a instabilidade de tensão associando-as a uma bifurcação estática.

Em CHIANG et al (1988) o colapso de tensão mais uma vez foi associado a um modelo estático de bifurcação supondo que um aumento lento e gradual na demanda do sistema pode ser considerado como quase estático.

O problema do colapso de tensão também foi abordado por PHADKE *et al* (1990) através de simulação de um sistema elétrico de potência (SEP) usando um programa de estabilidade transitória ligeiramente modificado. Um sistema suficientemente complexo com 39 barras e 10 geradores foi utilizado nessas simulações. O sistema foi carregado com um aumento progressivo do seu carregamento através de um multiplicador k . Uma pequena variação de k (na ordem de 1%) foi usada como distúrbio indutor do colapso. Desta forma, o colapso de tensão total do sistema foi observado após a perturbação passando por uma bifurcação estática. A partir desta simulação, o autor descreve a ocorrência do colapso quando o valor final do fator de carga é superior ao crítico (sistema passando pela bifurcação), tempo de descida sensível à intensidade do distúrbio, podendo durar até vários segundos no colapso. A singularidade da submatriz J da Jacobiana, correspondente as barras de carga, coincide com o colapso, fato confirmado pelo acompanhamento de seu autovalor mínimo durante a simulação. As tensões em algumas barras de carga permanecem praticamente inalteradas até que o colapso ocorra.

No estudo conduzido por VU & CHEN-CHING LIU (1991) a ocorrência do colapso de tensão em sistemas de energia foi associada a três mecanismos: transformadores com mudança de tape sob carga (OLTC), cargas dinâmicas e a limitação da excitação do gerador. Partindo do pressuposto de que a frequência do sistema permanece inalterada, a interação entre os três mecanismos foi investigada por um modelo geral de rede interligada. Verificou-se uma lenta diminuição da tensão do sistema, mesmo com a tentativa do OLTC em mantê-la constante, levando-o ao colapso de tensão.

Em LEE & LEE (1991) mostrou-se que uma reação iterativa da queda de tensão entre uma carga dinâmica constituída por um motor de indução com potência constante e o sistema de potência pode causar o colapso de tensão.

Uma instabilidade genérica de modelos de equações diferenciais parametrizadas são as bifurcações do tipo sela nó. DOBSON (1992) neste trabalho descreve a geometria da bifurcação e algumas implicações para o estudo do colapso de tensão em sistemas de potência. A partir de um autovetor à direita da matriz Jacobiana de um modelo estático de um sistema elétrico de potência, pode-se calcular a direção inicial no espaço de estados da dinâmica do colapso de tensão. O vetor normal à curva da bifurcação, definido no parâmetro

de espaço, é uma função de um autovetor esquerdo e , que pode ser útil no controle de emergência próximo a bifurcação calculando a distância mínima para a bifurcação no parâmetro de espaço.

A diminuição que a tensão de secundário de um transformador OLTC sofre, mesmo com o aumento do tape, é discutida por OHTSUKI et al (1991). Para a análise dos mecanismos transitórios desta ação reversa, o autor faz uso das curvas P-V. Um modelo simples foi utilizado para demonstrar a possibilidade de ocorrência de ação reversa no OLTC. Também foram feitas análises sobre os fenômenos transitórios de ação inversa, por meio de simulações, e as curvas P-V são utilizadas para análise de seus mecanismos.

VU el al (1991) estudou a teoria do colapso de tensão em SEPs com base em três mecanismos: comutação de tape sob carga, cargas dinâmicas e limitação da excitação do gerador. A interação entre estes três mecanismos é investigada, assumindo-se que a frequência do sistema permanece inalterada, em um modelo geral de rede interligada, verificando-se a existência de uma região no espaço de estado, onde ocorre uma gradual queda de tensão do sistema, chamada região de colapso.

Já em VU el al (1992) é comprovado que existe uma região no espaço de estado correspondente a uma queda monotônica de tensões do sistema. Considerando que a região de estabilidade de tensão diminui, quando a capacidade reativa do gerador é atingida, esta região se expande. Embora a trajetória do sistema possa estar originalmente dentro da região de estabilidade, eventualmente pode sair desta região. Quanto à ação de controle, é mostrado que o bloqueio do comutador de derivação em um momento oportuno ajuda a tensão de sistema alcançar um estado estável e, conseqüentemente, evitar o colapso.

LEE et al (1991) apresenta, a partir de um ponto de vista físico, um mecanismo do fenômeno dinâmico do colapso de tensão. Tal colapso pode ser causado por uma reação iterativa da queda de tensão entre uma carga dinâmica e o sistema de potência. O fenômeno dinâmico do colapso de tensão foi analisado em um modelo simples de sistema de potência que inclui um modelo de motor síncrono.

Os resultados teóricos apresentados em SCHLUETER et al (1980) e SCHLUETER et al (1988) mostraram que o controle da curva PQ é suficiente para assegurar vários testes conhecidos para a prevenção do colapso de tensão sejam satisfeitos. Este resultado unifica a

teoria do colapso de tensão uma vez que estes testes foram desenvolvidos baseados em modelos de sistemas de potência diferentes entre si, além de serem usadas diferentes abordagens teóricas para resolução destes sistemas. Em SCHLUETER et al (1991) é utilizada essa fundamentação teórica para desenvolver métodos de determinação da proximidade ao ponto do colapso de tensão. É desenvolvido um algoritmo para calcular áreas de controle de tensão, que são grupos de barras interligadas. É mostrado que o planejamento adequado da operação do sistema deve ser realizado em cada área de controle de tensão para que o colapso de tensão seja evitado. Uma medida da proximidade ao ponto de colapso de tensão é mostrada como sendo a reserva de potência reativa dentro dos limites da área de controle de tensão.

Segundo FEKIH AHMED et al (1992), preservando a estrutura do modelo, o sistema de potência é descrito por um conjunto misto de equações diferenciais e equações algébricas, ao contrário dos sistemas descritos por equações diferenciais ordinárias. Assim, o conceito de bifurcação e suas implicações no colapso de tensão devem ser investigados. O artigo esclarece o problema do colapso de tensão do ponto de vista da estrutura do modelo de conservação de energia nos sistemas de potência. São explorados os pontos de bifurcação das equações algébrica e sua relação com problemas de estabilidade de tensão. A dinâmica do colapso de tensão próximo ao ponto de bifurcação das equações algébricas é descrita explicitamente usando a teoria da perturbação singular. Mostra-se que a teoria base do colapso de tensão, associada com bifurcações do tipo sela-nó, ainda vale para os modelos de energia do sistema descrito por equações diferenciais algébricas.

CHEBBO et al (1992) relata que os problemas de potência reativa foram a causa do apagão de Nova York no ano de 1977. O apagão em Tóquio no ano de 1987 acredita-se, ser devido a uma escassez de energia reativa e um colapso de tensão causado pelo pico de carga no verão. Estes eventos têm confirmado a importância do planejamento de potência reativa para manter a segurança dos sistemas de potência modernos. O controle adequado dos perfis de tensão do sistema pode melhorar a segurança e as perdas dos sistemas de potência. Neste trabalho foi mostrado que um indicador da proximidade do colapso de tensão do sistema, baseado na solução ótima da impedância de dois condutores, pode ser aplicada para uma rede real. Os autores descrevem um algoritmo de despacho linear de potência reativa, que integra este indicador para minimizar a possibilidade do colapso de tensão no sistema em estudo. O

indicador de proximidade do colapso de tensão é incorporado em um algoritmo reativo de despacho para minimizar o risco de um colapso de tensão no sistema. Quatro diferentes objetivos, visando aperfeiçoar o perfil de tensão do sistema, foram testados e comparados. Ao analisar os resultados dos testes, se dedicou mais atenção em três questões: os indicadores da proximidade do colapso de tensão nas barras de carga, o perfil de tensão no sistema e o tempo de computacional do *software* de simulação do sistema. A aplicação de um indicador de proximidade para o colapso de tensão, dentro de um algoritmo de potência reativa, foi mostrado ser computacionalmente viável.

Em DOBSON et al (1992), foi descrito que um apagão pode ocorrer se o sistema se tornar instável a ponto de gerar um colapso de tensão dinâmico quando um dos geradores muito carregados do SEP estudado atinge o limite de potência reativa. A estrutura dinâmica do sistema muda instantaneamente, embora seu estado se mantenha inalterado quando ocorrem mudanças instantâneas nas suas equações, causadas quando se atinge o limite de reativos de um dos geradores. Em particular, a Jacobiana no ponto de equilíbrio operacional e o ponto de equilíbrio instável mais próximo mudam descontinuamente, resultando que a maioria dos índices do colapso de tensão propostos na literatura são funções apenas do sistema antes do aparecimento de um limite de potência reativa, e são descontínuos quando o limite de potência reativa é atingido. Uma importante consequência ao atingir um limite de potência reativa do gerador, causando uma instabilidade imediata, é que a margem de carregamento do sistema pode ser mal interpretada dando uma medida incorreta da estabilidade do sistema. O aumento de carga que o sistema pode suportar antes da bifurcação é medido pela margem de carregamento do sistema, mas é válido apenas quando o sistema é operado em equilíbrio estável. Se o equilíbrio operacional torna-se imediatamente instável, a margem de carregamento do sistema é incorreta porque o sistema está em equilíbrio instável.

DOBSON et al (1992), em outro artigo, calcula a sensibilidade em relação aos controles de uma medida da margem de carregamento próxima ao ponto de colapso de tensão, dada uma previsão de carga do sistema.

JEAN-JUMEAU et al (1992) apresenta um novo índice de desempenho destinado a medir a gravidade do problema do colapso de tensão, desenvolvido no espaço de demanda da carga, e fornecendo uma relação direta entre os seus valores e o carregamento que o sistema

pode suportar antes do colapso, além de um novo método para determinar o ponto exato de colapso de tensão. Esse ponto de ruptura é calculado utilizando $(n + 1)$ equações características dimensionais. Assim, pode-se monitorar a proximidade ao ponto de colapso durante o processo iterativo de solução.

Segundo estudos de GUO et al (1993), os fenômenos de colapso de tensão em um sistema de potência tem sido atribuídos à falta de reserva de potência reativa quando o SEP experimenta uma carga pesada ou contingências severas. A instabilidade de tensão é caracterizada de tal forma que as magnitudes de tensão das barras do sistema de potência diminuem de forma gradual e, em seguida, rapidamente, próximo ao ponto de colapso. Assim, os autores apresentam um método de continuação homotópica, mostrando a aproximação ao ponto de colapso de tensão, imprimindo o gráfico desde a condição de operação do sistema até próximo ao ponto de bifurcação, quando alguns parâmetros do sistema podem variar. Os fenômenos dinâmicos do colapso de tensão são analisados utilizando um modelo simples de sistema de potência e por um sistema de excitação para gerar perturbações.

No trabalho de PRAPROST E LOPARO (1994), a ocorrência de um colapso de tensão é descrito como um problema de estabilidade de tensão a pequenas perturbações, resultante de uma bifurcação no equilíbrio das equações de fluxo de carga devido a pequenas mudanças causadas por um aumento nas injeções de potência nas barras de cargas. No entanto, durante o período transitório, um colapso de tensão pode ocorrer devido a uma bifurcação causada pelos transitórios das equações do fluxo de carga como, por exemplo, a variação do ângulo do rotor de um gerador. Desta forma, é discutido o problema do colapso de tensão no contexto geral de um problema de estabilidade transitória para uma equação diferencial algébrica (DAE) modelada a partir de um modelo de sistema de potência.

O colapso de tensão é geralmente causado por distúrbios do sistema como as variações de carga e contingências severas. Na literatura já foram propostos vários índices para medir a gravidade do problema. Partindo dessa premissa, CHIANG e JEAN-JUMEAU (1995), apresentaram um novo índice de desempenho que forneceu uma relação direta entre o seu valor e o máximo carregamento que o sistema pode suportar antes de entrar em colapso. Uma das características que distingue o desempenho proposto é o seu desenvolvimento no espaço da demanda de carga e sua capacidade de responder a perguntas como: *"O sistema pode*

suportar um aumento simultâneo de 70 MW na barra 2 e 50 MVar na barra 6?". Esta característica faz com que o índice de desempenho seja facilmente interpretável para os operadores.

GUBINA e STRMCNIK (1995) apresentam em seu trabalho, um “conceito de fasor” para determinação da proximidade do colapso da tensão. Um índice de proximidade adequado de tensão foi calculado com base unicamente nos valores do fasor de tensão. Além disso, foi derivado um algoritmo que detecta automaticamente as trajetórias das linhas de transmissão para os nós de carga que são propensos ao colapso de tensão devido ao acréscimo de carregamento real ou reativo. Um algoritmo “conceito de fasor” baseado nos fasores de tensão provou conter informações suficientes para determinar a proximidade do colapso de tensão. Linhas de transmissão conectadas aos barramentos de carga mais críticos foram introduzidas.

Em CAÑIZARES C. A. et al (1996) é proposta uma nova função de teste para ser usada em um índice de desempenho existentes para detecção de proximidade do ponto de colapso de tensão. Esta função de teste é baseada em uma redução da matriz Jacobiana do fluxo de carga em relação à barra crítica do sistema. A função do teste é comparar os valores singulares conhecidos com os índices dos autovalores, e com outras funções de teste previamente propostas. O trabalho demonstra claramente que os valores singulares e a decomposição dos autovalores da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} basicamente produz as mesmas informações que a análise estática de problemas de colapso de tensão. Este resultado é baseado na estrutura quase simétrica da matriz J_{QV} , e reúne abordagens aparentemente diferentes propostas em trabalhos anteriores. É mostrado também que o valor mínimo singular, ou autovalor absoluto para da matriz J_{QV} não é um bom indicador da proximidade do ponto de colapso. Uma nova família de funções de teste é também é proposta. Um dos problemas destas funções de teste e índice de proximidade é a necessidade de ter que determinar a barra crítica do sistema, uma vez que as funções de teste associadas às outras barras do sistema não têm a forma quadrática exigida, e isso poderia representar um grave obstáculo computacional, devido à necessidade, em alguns casos de ter que estar próximo ao ponto de bifurcação, a fim de identificar a verdadeira barra crítica. Além disso, as descontinuidades das funções de teste devido aos limites do sistema pode também reduzir a possibilidade de utilização dessas funções no estudo do colapso de tensão.

Segundo GREENE *et al* (1997), a margem de carregamento é uma medida fundamental da proximidade do colapso de tensão. Em seu trabalho são derivadas estimativas lineares e quadráticas para a variação da margem de carregamento em relação a qualquer parâmetro do sistema ou controle. Testes com um sistema de 118 barras indicam que as estimativas podem prever com precisão o efeito quantitativo sobre a margem de carregamento alterando a carga do sistema, o suporte de potência reativa, parâmetros do modelo de carga, susceptância da linha, e despacho dos geradores.

Os diferentes aspectos do colapso de tensão foram discutidos em LO *et al* (1997). Entre estes, se destaca que colapso de tensão é um fenômeno dinâmico por natureza, e que muitas não linearidades, tais como as características dinâmicas das cargas, as ações de OLTCs, e dos motores elétricos, se tornam presentes. Foi mostrado que abordagens para a avaliação *online* dos estados de tensão inseguros seguidos de distúrbios e controle de carga de emergência para evitar o colapso de tensão têm sido propostas baseadas na teoria dos conjuntos *Fuzzy*.

HAWKINS (1997) discute o fenômeno que leva ao colapso de tensão. Ele descreve como um equipamento de controle automático pode agravar a deterioração dos níveis de tensão do sistema, com referência específica à mudança de *tape* automático dos transformadores de abastecimento. Também aborda os fatores que afetam o aparecimento de tal comportamento, e os requisitos operacionais para a prevenção do colapso de tensão.

Em 1997, CHING-PAN e YOUNG propuseram um método de controle através do monitoramento da curva PV para a determinação do ponto crítico do colapso de tensão. Tal método, além de ser de fácil implementação, tem uma característica de convergência numérica muito promissora, podendo fornecer uma boa precisão, e podendo ser aplicado para qualquer padrão de crescimento de carga.

No estudo de CHIANG *et al* (1997) uma medida da margem de carregamento do sistema foi usada para avaliar sua capacidade em suportar a carga prevista e possíveis variações de geração. A medida foi obtida através da demanda de carga de curto prazo em cada barramento (obtidos a partir de previsão de carga em curto prazo) e do despacho de geração. Foi proposto também um método para inferir os perfis de tensão do sistema a curto prazo baseado na técnica do fluxo de potência e na teoria da bifurcação sela-nó sendo

computacionalmente eficientes. As medidas propostas são então aplicadas às seleções de contingência para o sistema em curto prazo em função da margem de carregamento e das magnitudes de tensão nos barramentos.

De acordo com GREENE et al (1997), a margem de carregamento é uma medida fundamental da proximidade do colapso de tensão. São derivadas estimativas lineares e quadráticas para a variação da margem de carregamento em relação a qualquer parâmetro do sistema de controle. Os testes com um sistema de 118 barras indicaram que as estimativas predizem o efeito quantitativo das alterações do sistema sobre a margem de carregamento. A precisão das estimativas ao longo de um intervalo útil e a facilidade de obtenção da estimativa linear sugerem que este método será de valor prático para evitar colapso de tensão.

SOUZA et al (1997), discute vários métodos baseados em particionamento de redes e nos índices de estabilidade de tensão para acelerar o cálculo de pontos de colapso de tensão utilizando técnicas de continuação. Particionando os métodos derivados de autovetor direito e informações do vetor tangente são minuciosamente estudados, identificando limitações e prováveis áreas de aplicação. Uma técnica de redução de partição mista foi então proposta para reduzir a carga computacional. Além disso, os vetores tangentes são usados para definir um método de agrupamento para a identificação, em qualquer condição de funcionamento da zona crítica do ponto de colapso, e um novo índice de estabilidade de tensão é definido com base na identificação da área crítica. Finalmente, uma metodologia de predição - correção com base neste índice e o método de continuação foi proposta para cálculos rápidos de pontos de colapso de tensão.

Um método de avaliação da estabilidade de tensão foi desenvolvido em SCHLUETER (1998). Baseia-se na identificação de cada região que enfrenta o colapso de tensão e na indisponibilidade de equipamentos que causam o colapso de tensão em cada uma dessas regiões. Tal método verifica se o colapso de tensão causado por uma contingência é devido a obstrução da instabilidade de tensão ou perda de controle devido a uma instabilidade de tensão. No trabalho, o desenvolvimento de uma avaliação de segurança envolvendo a estabilidade de tensão requereu a determinação dos parâmetros do sistema, um teste de estresse, que estabelece as causas estruturais do colapso de tensão em cada sub-região, de um método de identificação de cada sub-região (região de colapso de tensão) que tem um

problema exclusivo de colapso de tensão, da bacia de reserva reativa que o protege da perda de controle das instabilidades de tensão e de uma medida da proximidade do colapso de tensão para cada sub-região (uma medida das reservas de reativos ou áreas de controle de tensão com zero de reservas na bacia de reserva reativa).

Os estudos de AIK e ANDERSSON (1998) mostram as influências das características de carga sobre a estabilidade de potência de uma configuração específica de um sistema HVDC. Foram abordadas as equações básicas de estabilidade incorporando características de carga, efeito das características da carga e os parâmetros do sistema, as relações entre os métodos baseados na potência máxima e sensibilidade de tensão para todas as configurações incorporando características de carga e as características de carga mais desfavoráveis no que diz respeito à margem de estabilidade de tensão e a sensibilidade dessas margens.

Em um segundo trabalho, complementar ao primeiro, AIK e ANDERSSON (1998) mostram a influência quantitativa das características de carga sobre a potência e a estabilidade de tensão das três configurações típicas de sistemas HVDC.

FENG et al (1998) apresentou uma nova abordagem para a determinação da menor queda no carregamento para restaurar a solvência de um sistema de potência descrito por equações diferenciais algébricas. Através da parametrização de uma determinada estratégia de controle, o método da continuação é aplicado para encontrar o ponto de equilíbrio associado com o limite do sistema pós-contingência. Em seguida, a técnica da Sensibilidade Paramétrica do Subespaço Invariante (ISPS) é usada para determinar a estratégia de controle mais eficaz, de modo que um decréscimo mínimo do carregamento prático possa ser obtido. As alterações do sistema que poderia reduzir ainda mais o carregamento, tais como o redespacho das gerações, a potência real e a mudança de tensão terminal do gerador, também foram investigados. Como vantagem da parametrização do método da continuação, é utilizado um algoritmo que elimina o problema da singularidade da matriz Jacobiana no limite crítico. A abordagem proposta acolhe as restrições inerentes à prática de qualquer estratégia de corte de carga. Os resultados numéricos mostraram que a abordagem proposta é eficaz no tratamento de casos insolúveis.

Um método para analisar a estabilidade de tensão para pequenas perturbações em sistemas de potência com carga variável por meio da função de Lyapunov quadrática foi

apresentado por HALIM et al (1998). Ao utilizar esta função, a estabilidade de tensão pode ser analisada algebricamente. Como resultado, um índice de estabilidade de tensão foi proposto. Os testes numéricos foram realizados em um sistema de três barras e uma única máquina para verificar o desempenho desses índices, bem como o cálculo do limite da taxa de variação de potência reativa e da tensão em sua condição de funcionamento para forçar o sistema a manter a sua estabilidade.

O trabalho de VARGAS et al (1999) abordou um incidente real de colapso de tensão ocorrido no Sistema Interligado Nacional do Chile. Tal incidente foi reproduzido em um ambiente de simulação digital, onde os principais elementos envolvidos no processo foram identificados. Além disso, também foi discutida uma análise detalhada sobre a compensação reativa e a evolução dos fenômenos do colapso de tensão. Verificou-se que a eficácia da compensação reativa é altamente dependente do momento em que esta é aplicada à rede. Foi possível mostrar que o colapso de tensão ocorrido no Sistema Interligado chileno é um fenômeno altamente não-linear, onde a saturação do controle de excitação na chave do barramento gerador do sistema é o fator principal da queda de tensão

São propostos por MITHULANANTHAN (2000), dois índices para detectar problemas oscilatórios (Bifurcações de Hopf) em sistemas de potência com base na matriz de estado do sistema, bem como um sistema de matriz expandida. Problemas oscilatórios associados a bifurcações de Hopf para várias contingências e diferentes modelos de carga estática são estudados usando os índices propostos em três diferentes sistemas de teste. Os índices mostram um comportamento linear com relação às mudanças de carga, tornando-os muito adequados para a previsão dos problemas de oscilação na rede elétrica.

Um estudo sobre o efeito do tempo de dependência das ações de controle utilizadas para evitar o colapso de tensão, tais como a compensação de potência reativa e corte de carga, foi realizado por VARGAS e CAÑIZARES (2000). Uma justificativa metódica dos fenômenos em estudo foi apresentada pela primeira vez com a ajuda de um sistema de teste simples. A dependência temporal das ações de controle foi, então, estudada em um cenário real de colapso de tensão do Sistema Interligado Chileno (CIS), com base em um modelo de sistema reduzido. A partir da análise do colapso de tensão ocorrido no Chile, pode-se demonstrar que os limites de sobre excitação nas unidades geradoras principais foram o

principal fator para o problema do colapso neste sistema em particular. As análises e resultados apresentados mostraram que os tipos e a sincronia das ações de controle tomadas para evitar o colapso de tensão são críticos para o sucesso dos controles de emergência. Em particular, o tamanho e sincronia de compensação reativa e a limitação do carregamento determinam se as ações de controle conseguiram evitar o colapso.

MAKAROV et al (2000) estudou os problemas de se encontrar a viabilidade da solução do fluxo de carga, a bifurcação sela-nó, e os limites da bifurcação de Hopf no espaço de parâmetros do sistema de potência. A primeira parte contém uma análise das abordagens já existentes. A segunda parte apresenta um novo método robusto para encontrar o limite de viabilidade do fluxo de carga do sistema de potência no plano definido por qualquer um dos três vetores de variáveis dependentes (tensões nodais), chamado de plano Δ . O método explora algumas propriedades quadráticas e lineares das equações de fluxo de carga e matrizes de estado escritas em coordenadas retangulares. Uma vantagem do método é que ele não precisa de uma solução iterativa de equações lineares (com exceção do problema de autovalor). Além dos benefícios para a visualização, o método é uma ferramenta útil para estudos topológicos da estrutura de sistemas de potência de múltiplas soluções e domínios de estabilidade.

De acordo com WANG et al (2000), problemas de fluxo de potência têm sido amplamente investigados e discutidos na literatura. As abordagens típicas desenvolvem algoritmos melhorados de solução quando um caso de fluxo de potência diverge utilizando o método de Newton convencional. O objetivo do trabalho foi demonstrar a relação entre o condicionamento do fluxo de potência problemático e a instabilidade de tensão. Os estudos de cinco casos clássicos de mal - condicionamento confirmaram que o fenômeno só ocorre no ponto de colapso de tensão.

Foi descrito por FENG et al (2000) uma abordagem para a identificação do colapso de tensão do sistema. Diferentemente do processo convencional de duas etapas, simultaneamente resolve-se um sistema de equações diferenciais e algébricas (no estado estacionário) para obter os pontos de equilíbrio. Combinado a uma técnica de continuação parametrizada, a metodologia identifica o colapso de tensão durante o rastreamento do equilíbrio direto, sem reconstrução do sistema dinâmico reduzindo significativamente o custo computacional.

Em PINTO et al (2000), é feita uma descrição de um programa de fluxo de potência que tem sido utilizado por empresas brasileiras nos últimos 20 anos, e está agora a ser reprojetoado para acomodar o modelo completo de Newton – Raphson para dispositivos FACTS, transformadores OLTC, links HVDC, análise de estabilidade de tensão, controle de tensão remota e controle secundário de tensão. Um sistema ampliado de equações foi necessário para representar uma ação de controle do dispositivo e suas variáveis de controle correspondente. Foram apresentados resultados em sistemas de teste práticos, para demonstrar a robustez numérica da abordagem proposta.

Segundo HUANG, G. e ZHU, T. (2001), capacitores série controlados por tiristores (TCSC) tem sido proposto para melhorar a estabilidade de tensão, alterando a distribuição de potência reativa no sistema de energia. Diversos autores têm discutido o efeito do TCSC sobre a estabilidade de tensão no estado estacionário e de estabilidade para pequenos sinais. Este artigo discute a influência de um modelo de TCSC sobre a estabilidade de tensão transitória. Este modelo foi testado em um sistema multi máquina, incluindo todos os elementos relevantes para o desempenho de tensão no sistema. A simulação mostrou que os controladores de estabilidade angular, oferecem pouca ajuda para certas crises de estabilidade transitória. Com base nesta análise, um novo controlador TCSC foi proposto e validado para aumentar a estabilidade transitória de tensão.

Foi feita uma investigação de como detectar uma situação de colapso de tensão dinâmico por HUANG e NAIR (2002). Um índice proposto anteriormente foi investigado para mostrar sua aplicabilidade na indicação da situação de colapso. Simulações no domínio do tempo, utilizando o *software* comercial EUROSTAG foram realizadas no trabalho. O resultado do teste reflete a aplicação do índice durante as perdas na linha e lento aumento de carga. Desta forma, foi realizada uma análise do índice L, utilizado como indicador de estabilidade de tensão, que foi utilizado pelos autores em um trabalho anterior, para formular um algoritmo de fluxo de potência ótimo limitado pela estabilidade de tensão. Para condições de mudança de carga lenta, observou-se que o índice foi capaz de monitorar a condição de estabilidade de tensão dos barramentos de carga. Foi descoberto, a partir dos resultados das simulações, que o índice se aproxima da unidade durante uma situação de colapso, além de que este ponto de colapso coincide com o limite de capacidade de carga no estado

estacionário. Em um cenário de súbita mudança de carregamento, o índice é capaz de indicar se um colapso de tensão está para ocorrer.

Segundo ZHAO et al (2003), os métodos existentes propostos na literatura para estimar a previsão da margem de carregamento para o colapso de tensão, não regulam os pontos de bifurcação de limite induzido. Por consequência, as margens de carregamento estimadas por estes métodos são otimistas para certos tipos de contingências que possuem pontos de bifurcação de limite induzido. Esse otimismo pode levar à falta de cuidado na avaliação do ranking de contingência para a segurança do nível de tensão. Foi proposto então, um método para estimar melhor a previsão da margem de carregamento para o colapso de tensão, devido ou a bifurcação sela-nó ou bifurcação de limite induzido. As margens estimadas pelo método modificado podem resolver as dificuldades associadas ao problema de falta de alarme. Além disso, o método de reforço contém esquemas melhorados para estimar com precisão a previsão das margens de carregamento nos pontos de bifurcação.

BALAMOUGAN et al (2004) cita que quando uma linha de transmissão é operada perto de seu limite, torna-se difícil controlar a demanda de potência reativa para o sistema. Como resultado, a estabilidade de tensão do sistema será afetada, e, se não detectada pode levar ao colapso de tensão. Desta forma, é imperativo aos operadores descobrir com antecedência os eventos de disparo do colapso de tensão tomando, em tempo real, as ações corretivas adequadas. No trabalho foi apresentada uma técnica de estimação em tempo real do colapso de tensão em uma rede, por meio de um indicador que deve ser calculado em cada barra. O indicador é chamado de Índice de Previsão do Colapso de Tensão (VCPI). A técnica precisa das informações dos fasores de tensão das barras e da matriz de admitâncias de rede do sistema analisado funcionando satisfatoriamente quando as contingências foram simuladas em diferentes sistemas de teste da IEEE.

Em VERBIC e GUBINA (2004), um novo algoritmo para a proteção contra o colapso de tensão é proposto. O algoritmo faz uso das magnitudes e ângulos dos fasores de tensão e corrente nas barras. A mudança de uma linha de fluxo de potência aparente, durante um intervalo de tempo é explorada para o cálculo do critério de colapso de tensão. Segundo os autores, o algoritmo proposto pode ser facilmente programado em um relé onde as informações obtidas podem ser utilizadas em dois níveis para a ação de controle coordenado

do sistema ou por ação automática a nível local. As informações obtidas pelo relé podem ser usadas para bloquear os comutadores de tape, através de um sinal de aumento de tensão e selecionar os geradores mais próximos ou dispositivos de compensação, ou ainda para desligar cargas na barra em questão. Além disso, o sinal pode ser transmitido ao centro de controle em que uma ação coordenada em todo sistema pode ser realizada. Assim é possível uma linha de defesa local, bem como o apoio da proteção de todo sistema contra o colapso de tensão.

GUEDES, ALBERTO e BRETÃS (2005) propõem um método que utiliza um sistema auxiliar de gradiente para calcular as soluções de baixa tensão (LVSs) das equações de fluxo de carga de um sistema de energia elétrica. Isso mostra que os pontos de equilíbrio associados a um sistema dinâmico são as soluções das equações do fluxo de carga. Dessa maneira, o trabalho propôs encontrar os LVSs partindo dos pontos de equilíbrio do sistema de gradiente auxiliar dinâmicos. O método proposto melhora os métodos de pesquisa clássica de espaço de estados, calculando uma nova LVS toda vez que uma bifurcação rastreada desaparece. Foi mostrado que a partir de qualquer LVS, o método proposto pode tender rapidamente para a solução crítica de fluxo de carga, obviamente, para a direção atual aumento de carga. Outro ponto de destaque é a existência de algumas conjecturas utilizadas no trabalho não foram provadas havendo a necessidade de maior investigação. Foi assumido que, na vizinhança da bifurcação sela-nó, apenas um LVS permanece. Isto garante a conjectura de que a metodologia proposta sempre identifica os LVSs que estarão envolvidos na bifurcação sela-nó final. Também foi considerado que o LVS que desaparece está no limite da área de atração da HVS (Solução de Alta Tensão). Isto é difícil de provar, como bifurcações globais podem ocorrer quando ocorrem mudanças de cargas, e LVSs na fronteira para um determinado carregamento do sistema podem não estar lá para outro nível de carregamento. Apesar das questões em aberto, os autores consideram que a metodologia proposta pode ser um método de análise interessante, uma vez que é uma forma de identificar a solução de um fluxo de carga crítico, que é um problema difícil, especialmente quando o sentido do aumento de carga está sujeito a alterações

Para YONG et al (2006), a correta compreensão do mecanismo de estabilidade em curto prazo para grandes perturbações de tensão é muito importante para a investigação da

estabilidade de tensão. Neste trabalho, são expostos os conceitos de estabilidade de tensão e colapso de tensão. A influência do carregamento do sistema na estabilidade de tensão é analisada através de um sistema simples. Os resultados mostram que as características dinâmicas da carga devem ser consideradas na análise de estabilidade em curto prazo para grandes perturbações de tensão. Através desta investigação da estabilidade de tensão e do colapso de tensão, um novo mecanismo de instabilidade de tensão foi apresentado do ponto de vista da engenharia. Ao final, algumas medidas de prevenção para o problema foram dadas.

Em CHEN et al (2006) mostra-se que os fenômenos de instabilidade de tensão podem ocorrer em redes de distribuição. O declínio do nível de estabilidade de tensão irá restringir o aumento da carga fornecida por empresas de distribuição. A Geração Distribuída (GD) vem cada vez mais chamando a atenção das pessoas. O desenvolvimento da GD trará novas oportunidades para os sistemas de potência tradicionais. No trabalho, as interfaces entre as GD e as redes de distribuição são apresentadas. Os modos de operação e as características de controle típicos, incluindo de geradores assíncronos, de geradores síncronos com valores da tensão de excitação constantes, e das células de combustível, são analisados. Com base nos modelos propostos de cálculos de fluxo de potência em GD, é apresentado um novo método para construir uma matriz de sensibilidade. Neste método, os impactos sobre a estabilidade de tensão do sistema são estudados e quantificados por um índice de estabilidade de tensão.

Em ARROYO e DOBSON (2007) são apresentados exemplos para o método numérico para a detecção de bifurcações de Hopf em sistemas de potência pela singularidade de uma matriz Jacobiana simetrizada apresentado em ZHOU e AJJARAPU (2005). Foi mostrado que o método proposto para a detecção de bifurcações de Hopf, sem o cálculo do autovalor é geralmente incorreta. O método não detecta estas bifurcações em alguns sistemas de potência de poucas dimensões. Além disso, existem exemplos para a qual o método incorretamente prevê uma bifurcação de Hopf. O método não é independente do sistema de coordenadas escolhido enquanto autovalores e a ocorrência de bifurcação de Hopf são independentes do sistema de coordenadas.

No trabalho de VENKATEST et al (2007) é mostrado que geradores eólicos são populares devido à sua construção robusta e bom desempenho. Normalmente são conectados a um sistema de distribuição através de um alimentador podendo atender a uma carga local de

tamanho comparável à sua potência. Devido às imprevisíveis características dos ventos, ocorrem grandes variações na geração de energia. Durante estes eventos, a regulação de tensão é problemática, levando possivelmente a um colapso. Um indicador robusto para a detecção do colapso, com poucas medições locais, situadas no início e final do alimentador, é desejável para operar os equipamentos de proteção. Este indicador da dinâmica do colapso de tensão pode ser programado em um relé microprocessado. Este indicador mostra a possibilidade de colapso de tensão em todo alimentador.

TRIPATHY e MISHRA (2007) propõem a melhor localização e controle de um controlador de fluxo de potência unificados (UPFC), juntamente com ajustes de tapes de transformadores com vista a otimizar simultaneamente as perdas de potência real e o limite de estabilidade de tensão (VSL) de uma rede de alimentação. Este problema é formulado como uma equação não-linear restrita a um problema de otimização linear com uma função objetivo incorporando tanto a perda de potência real quanto o VSL. Um novo algoritmo evolucionário é aplicado para resolver o problema multi variável multi objetivo, com a localização do UPFC, sua série de injeção de tensão, e as posições dos tapes dos transformadores e suas variações. Para um único objetivo da perda de potência real, o mesmo problema também é resolvido pelo método dos pontos interiores.

Segundo JASNI et al (2008), colapso de tensão é um evento que provoca grande preocupação para os usuários dos sistema de potência atualmente. O efeito pode ser catastrófico para o SEP que pode causar o colapso da operação do sistema. O estudo do fenômeno de colapso de tensão pode fornecer uma maneira de prevenir o acontecimento desses eventos. Muitos métodos foram desenvolvidos para estudar os critérios deste fenômeno, mas a análise estática provavelmente fornecer a melhor maneira de estudá-lo. O método convencional de Newton Raphson tem o problema da singularidade da sua matriz Jacobiana e, portanto, não poderia dar uma solução. Para superar esse problema, uma das soluções é a método da Continuação. Este método é muito poderoso podendo resolver o problema da singularidade. A chave para o método são os vetores de predição e de correção utilizados. A partir das considerações dos autores foi proposta a melhoria do tempo gasto pelo método do Fluxo de Carga Continuado (FCC), aplicando o método iterativo pré condicionado (GMRES), partir do caso base do método da Continuação. A robustez do método padrão do

FCC é melhorada usando o novo método FCC – GMRES. As propriedades de convergência desse novo método foram analisadas e comparadas ao método padrão do FCC. Os resultados demonstraram que o método é confiável em termos de precisão e velocidade, se comparado com o método padrão de FCC. O estudo mostrou que para um sistema de grande porte, o FCC convencional enfrenta problemas de convergência que foram contornados pela aplicação do novo método.

SAPKOTA e VITTAL (2009) discutem casos de colapso de tensão em um sistema de potência, recorrendo a abordagens estáticas e dinâmicas. Os estudos são conduzidos em um sistema norte americano de grande porte em um pico de carga no verão. Nestas condições, uma grande parcela da carga conectada ao sistema é composta de condicionadores de ar. Devido a esta característica foi proposto um modelo de carga detalhada no domínio do tempo baseada nas medições realizadas com medidores de qualidade de energia. O impacto no sistema desta modelagem foi examinado e demonstrado que as técnicas de análise estática podem ser usadas até mesmo para analisar os casos de instabilidade de tensão pela perda de equilíbrio causada pela saída do sistema de motores de indução. A análise modal realizada no ponto de máximo carregamento para ajustar adequadamente a transferência de potência mostrou ser útil na descoberta das regiões mais sensíveis à instabilidade de tensão e correlacionar os resultados obtidos através da análise estática com a obtida com a simulação no domínio do tempo.

A Estimativa da margem de carregamento em SEP é essencial para a real avaliação da estabilidade de tensão do tempo segundo SUGANYADEVI e BABULAL (2009). A estabilidade de tensão é atualmente uma das mais importantes áreas de investigação nos sistemas de energia elétrica podendo ser conhecida usando índices de estabilidade de tensão (VSI). Estes índices podem revelar a barra crítica do SEP ou a estabilidade de cada linha conectada entre duas barras em uma rede interconectada ou avaliar as margens de estabilidade de tensão do sistema. Baseado nisso, o trabalho compara os desempenhos desses índices demonstrando a eficácia dos métodos através de simulações no sistema de testes IEEE de 14 barras. O método proposto concentrou-se na estabilidade do sistema e no monitoramento de segurança. A aplicação destes índices no sistema proposto deu resultados precisos podendo ser utilizado como instrumento de indicação de alarme para evitar o colapso de tensão e

apagões em cascata. Para qualquer estado de carregamento das linhas um índice de estabilidade foi proposto e, com base nesses valores uma idéia sobre a situação de estresse a que a linha poderia ser submetida.

3. REPRESENTAÇÃO DO SEP E BIFURCAÇÃO SELA-NÓ

3.1. DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS

Os conceitos de colapso de tensão e instabilidade de tensão são usados indistintamente embora as instabilidades não se limitem ao colapso de tensão. Para analisar problemas desta natureza podem ser usados tantos métodos estáticos (resolução de um fluxo de potência) como métodos dinâmicos, levando em consideração a modelagem por EDOs dos componentes envolvidos no fenômeno.

O fenômeno do colapso de tensão pode ocorrer em sistemas de potência com baixa reserva de potência reativa e submetidos a um carregamento muito elevado, ou ainda após contingências severas. Em casos extremos, é possível a ocorrência do colapso de tensão devido aos dois casos.

Segundo TAYLOR (1994), a estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema de potência manter os perfis de tensões adequados, tanto em condições normais de operação quanto após condições de perturbações severas.

Já KUNDUR *et al* (1992), afirma que 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.

Quando um sistema de potência experimenta contingências severas ou não consegue mais suprir as solicitações de potência reativa das cargas, a magnitude nas tensões das barras, as quais estas estão conectadas, começam a decair lentamente. Esse fenômeno ocorre localmente em uma ou algumas barras do sistema, porém, se não evitado pode causar uma interrupção no fornecimento de energia a todo o sistema.

Existem muitas causas para o aparecimento do fenômeno do colapso de tensão dentre as quais podem-se destacar:

- Desligamento de linhas de transmissão;
- Aumento de carga;
- Variação nos taps de transformadores e;
- Desligamento de geradores importantes no sistema.

A diminuição na tensão das barras de carga devido à eminência do fenômeno do colapso de tensão poderá ser evitada se os dispositivos que armazenam potência reativa no sistema tenham reservas suficientes para elevar as tensões antes que os níveis críticos sejam atingidos. No capítulo que se inicia, será discutida a modelagem matemática dos principais componentes utilizados nos SEPs para análise da estabilidade de tensão.

3.2. LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão é o elemento responsável pela transmissão do fluxo de potência do sistema aos centros de consumo. Neste trabalho serão representadas pelo modelo π equivalente, conforme Figura 3-1.

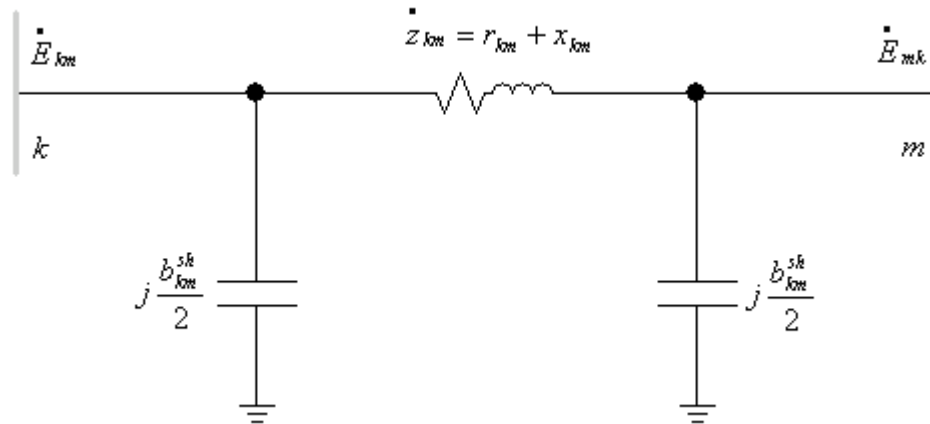


Figura 3-1 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

Os parâmetros série do modelo π também podem ser representados pela admitância série y_{km} :

$$y_{km} = \frac{1}{r_{km} + j \cdot x_{km}} = g_{km} + j \cdot b_{km} \quad (3.1)$$

Onde:

g_{km} e b_{km} – São a condutância e a susceptância série da linha de transmissão, respectivamente.

Podem ser representadas por:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.2)$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.3)$$

As tensões complexas associadas aos barramentos do sistema são representadas por:

$$\dot{E}_k = V_k \cdot e^{j\theta_k} \quad (3.4)$$

$$\dot{E}_m = V_m \cdot e^{j\theta_m} \quad (3.5)$$

Onde V é o módulo da amplitude da tensão e θ representa o ângulo das tensões referido a uma referência. As correntes $\dot{I}_{km}$ e $\dot{I}_{mk}$ que fluem da barra k para a barra m e vice versa são definidas por:

$$\dot{I}_{km} = y_{km} \left(\dot{E}_k - \dot{E}_m \right) + j \cdot b_{km}^{sh} \cdot \dot{E}_k \quad (3.6)$$

$$\dot{I}_{mk} = y_{km} \left(\dot{E}_m - \dot{E}_k \right) + j \cdot b_{km}^{sh} \cdot \dot{E}_m \quad (3.7)$$

3.3. TRANSFORMADORES

O transformador possibilita a conexão de vários equipamentos elétricos com tensões elétricas distintas, podendo ser abaixador ou elevador de tensão. Em um SEP ele é responsável pela elevação do nível de tensão para transmissão de energia elétrica.

Um transformador trifásico de dois enrolamentos estrela – estrela (YY), pode ser modelado pela ligação em série de um trafo ideal com relação de transformação com uma admitância $\dot{y}_{km}$, de acordo com a Figura 3-2.

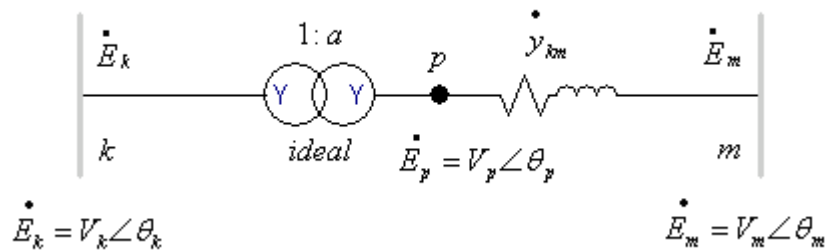


Figura 3-2 – Modelo de transformador YY de dois enrolamentos.

A relação de transformação a , é definida pela razão entre a tensão complexa na barra p e a tensão da barras k . Para os transformadores em fase, a fica:

$$a = \frac{\dot{E}_p}{\dot{E}_k} = \frac{V_p \cdot e^{j\theta_p}}{V_k \cdot e^{j\theta_k}} = \frac{V_p}{V_k} \quad (3.8)$$

Como o transformador é considerado ideal, não há perdas de potência no interior de seus enrolamentos, isto é, a potência de entrada é igual à potência de saída. Outra representação usual do transformador é o modelo π , mostrado na Figura 3-3.

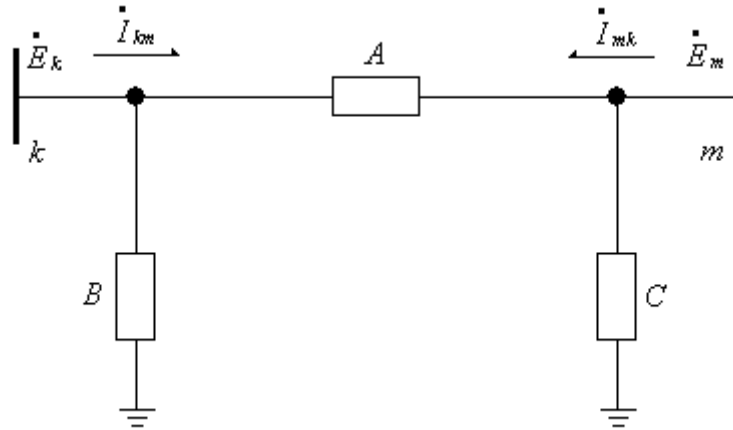


Figura 3-3 – Modelo π equivalente do transformador.

Os parâmetros das admitâncias A, B e C são obtidos das correntes $\dot{I}_{km}$ e $\dot{I}_{mk}$ entre as barras:

$$\dot{I}_{km} = -a \cdot \dot{y}_{km} \left(\dot{E}_m - \dot{E}_p \right) = \left(a^2 \cdot \dot{y}_{km} \right) \dot{E}_k - \left(a \cdot \dot{y}_{km} \right) \dot{E}_m \quad (3.9)$$

$$\dot{I}_{mk} = -a \cdot \dot{y}_{km} \left(\dot{E}_m - \dot{E}_p \right) = \left(-a \cdot \dot{y}_{km} \right) \dot{E}_k + \left(\dot{y}_{km} \right) \dot{E}_m \quad (3.10)$$

$$\dot{I}_{km} = (A + B) \dot{E}_k - A \dot{E}_m \quad (3.11)$$

$$\dot{I}_{mk} = -A \dot{E}_k + (A + C) \dot{E}_m \quad (3.12)$$

Pelas equações das correntes podem-se determinar os parâmetros A , B e C do modelo π .

$$A = a \cdot \dot{y}_{km} \quad (3.13)$$

$$B = a(a - 1) \dot{y}_{km} \quad (3.14)$$

$$C = (1 - a) \dot{y}_{km} \quad (3.15)$$

Alterando os valores da relação de transformação a , podem-se fazer as seguintes considerações:

- a) $a = 1$, o tape na posição nominal faz $B = C = 0$ reduzindo o circuito a $\dot{y}_{km}$ entre as barras;
- b) $a < 1$, o parâmetro B apresentará efeito capacitivo e o C terá efeito indutivo, ou seja, haverá uma tendência de elevação da tensão V_k e redução da tensão V_m , ou seja, o transformador será abaixador;

- c) $a > 1$, o parâmetro E apresentará efeito indutivo e o c efeito capacitivo, ou seja, haverá uma tendência de redução da tensão V_k e elevação da tensão V_m , ou seja, o transformador será elevador;

3.4. DETERMINAÇÃO DA CURVA PV PARA SISTEMA DE POTÊNCIA COM DUAS BARRAS

Quando o fenômeno do colapso de tensão começou a ser estudado, o principal objetivo era definir, dentro dos limites aceitáveis de tensão, a máxima potência transferida para a carga. Para alcançar este objetivo, os pesquisadores tinham que traçar gráficos da tensão na carga pela potência fornecida, ou seja, o perfil de tensão na carga em função do aumento do carregamento, isso gerou a curva PV. Ela é obtida através da solução de um fluxo de carga para cada incremento do carregamento.

Muitas análises do SEP são possíveis com essas curvas, sendo muito usadas para definir quais serão as condições operativas do sistema para diversos níveis de carregamento. Esses perfis mostram qual a região estável de operação do sistema possibilitando definir estratégias adequadas de planejamento para sua expansão sem a necessidade de possíveis cortes de carga na ocorrência de contingências.

Seja o sistema de potência representado pela Figura 3-4 com consumo de potência ativa diferente de zero e o de potência reativa igual a zero.

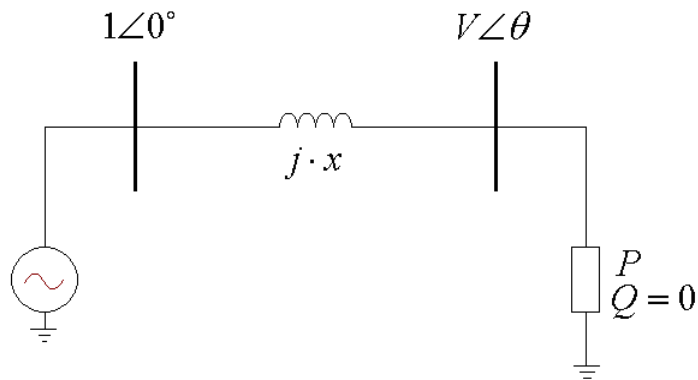


Figura 3-4 – Sistema elétrico de potência com duas barras.

Para cada barra o balanço de $S = 0$:

$$\sum_{\text{barra}} S_{\text{injetada}} = 0 \quad (3.16)$$

Substituindo as potências geradas e consumidas no circuito da Figura 3-4 na equação (3.16) e a equação do fluxo de potência:

$$-V \angle \theta \cdot \left[\frac{V \angle \theta - 1 \angle 0}{j \cdot x} \right]^* - P - j \cdot Q = 0 \quad (3.17)$$

Rearranjando a equação (3.17) tem-se:

$$\frac{V^2 - V \cdot \cos(\theta) - j \cdot V \cdot \sin(\theta)}{-j \cdot x} + P + j \cdot Q = 0 \quad (3.18)$$

Separando a parte real da parte complexa da equação (3.18) obtém-se:

$$\left[P + \frac{V \cdot \sin(\theta)}{x} \right] + j \cdot \left[Q + \frac{V^2 - V \cdot \cos(\theta)}{x} \right] = 0 \quad (3.19)$$

Fazendo a potência reativa nula, $Q = 0 \Rightarrow V = \cos(\theta) \leq 1$:

$$\sin(\theta) = \pm \sqrt{1 - \cos^2(\theta)} = \pm \sqrt{1 - V^2} \Rightarrow P = \frac{V}{x} \cdot \sqrt{1 - V^2} \quad (3.20)$$

Para $P > 0 \Rightarrow \sin(\theta) < 0$.

A partir da equação (3.20) é possível desenhar o gráfico, Figura 3-5, do perfil de tensão na barra de carga em função do consumo de potência ativa.

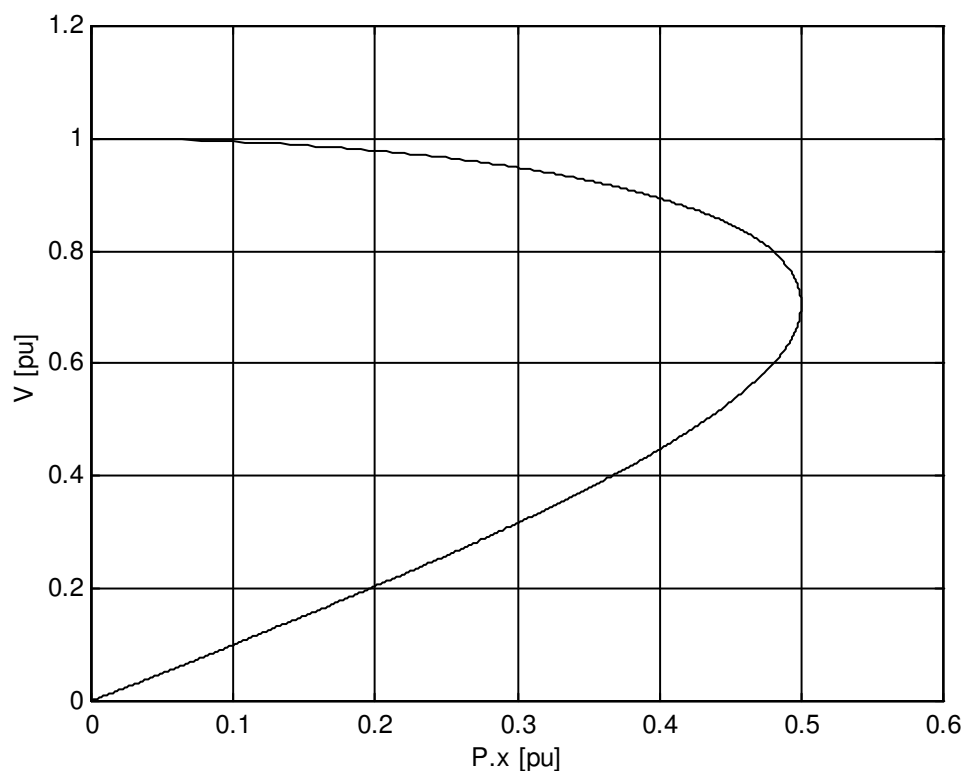


Figura 3-5 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero.

Com a curva PV do SEP de duas barras desenhada, parte-se para análise do sistema com o modelo de carga conectada à barra PQ.

3.5. MODELOS ESTÁTICOS DE CARGAS

As cargas conectadas ao gerador através de uma linha de transmissão podem assumir diversas características. São formadas por agregados de milhares de dispositivos tais como motores de indução, dispositivos de iluminação e aparelhos elétricos em geral. Esses

agregados são geralmente modelados como uma carga equivalente concentrada em uma barra do sistema de transmissão. Nesta carga estão representados, também, os efeitos do sistema de sub transmissão e distribuição (linhas, cabos, dispositivos de compensação de reativos, etc.). A potência consumida pela carga varia com a tensão e a frequência de maneira diferente para os diversos componentes da mesma.

As equações dos modelos de carga podem ser expressas também na forma de equações diferenciais e funções de transferência, para ficar apenas em dois tipos. Podem ser divididas em modelos estáticos ou dinâmicos e, os parâmetros desses modelos podem ser obtidos através de medições práticas ou não. Para isso, é de suma importância a estrutura do modelo, seja ele linear ou não linear, e os parâmetros escolhidos.

A função de modelagem de carga relaciona o nível de tensão e a frequência à potência, ativa e/ou reativa consumida pela carga.

Considerando que o tipo de análise do sistema será estático, isto é, a variação na magnitude da tensão é lenta e a frequência permanece inalterada, as potências consumidas pela carga serão apenas funções da magnitude da tensão aplicada a elas.

Dentro do contexto da análise estática dos fenômenos relacionados aos sistemas elétricos de potência, merecem grande destaque os modelos de carga polinomial (ZIP) e exponencial.

3.5.1. CARGA EXPONENCIAL

Inicialmente será apresentado o modelo exponencial, suas equações são dadas por:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_p} \quad (3.21)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_q} \quad (3.22)$$

Onde:

V_0 – Tensão inicial aplicada à carga;

P_0 – Potência ativa na tensão inicial aplicada à carga;

Q_0 – Potência reativa na tensão inicial aplicada à carga;

α_p e α_q – Fatores de sensibilidade das potências ativa e reativa.

Dependendo dos valores assumidos pelos fatores de sensibilidade das potências ativa e reativa podem ser definidos três casos especiais, abaixo, para o uso deste modelo de carga.

$\alpha_p = \alpha_q = 0$ – Carga com potência constante (P);

$\alpha_p = \alpha_q = 1$ – Carga com corrente constante (I);

$\alpha_p = \alpha_q = 2$ – Carga com impedância constante (Z).

De acordo com as equações das potências ativa e reativa, é fácil observar que, para valores diferentes aplicados aos fatores de sensibilidade, a carga passará a se comportar de maneira diferente com a tensão aplicada.

3.5.2. CARGA ZIP

Outro tipo de representação é o agrupamento de diferentes comportamentos de carga dentro de um mesmo modelo baseado no uso de expoentes inteiros de valores próximos nas representações exponenciais apresentadas anteriormente, formando um polinômio em função da tensão aplicada.

Desta forma, o modelo de cargas composto pela junção de uma parcela de impedância constante (Z), outra de corrente constante (I) e finalmente uma parcela de potência constante (Q ou P) recebe a denominação de ZIP.

É um dos modelos mais utilizados para estudos estáticos. É largamente utilizado para estudar o fluxo de potência em SEPs, sendo que sua vasta utilização se deve principalmente às diferentes parcelas de comportamento de carga agregadas ao modelo, tornando-o ao mesmo tempo simples e mais próximo do comportamento das cargas reais. As características da potência ativa e da potência reativa para o modelo ZIP são dadas, respectivamente, pelas seguintes expressões quadráticas:

$$P = P_0 \cdot \left[\alpha_p \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_p \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + \gamma_p \right] \quad (3.23)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left[\alpha_q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + \gamma_q \right] \quad (3.24)$$

Onde:

- P_0, Q_0 e V_0 – São os pontos de operação do sistema no caso base, sendo muitas vezes considerados os valores eficazes antes da falta do SEP em estudo;
- α, β e γ – São os percentuais que determinas as parcelas da carga que se comportam como impedância constante, corrente constante e potência constante, estão sujeitos a seguinte restrição da Equação abaixo:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (3.25)$$

3.5.2.1. CARGA IMPEDÂNCIA CONSTANTE

Cargas que representam o modelo de impedância constante variam de maneira proporcional e quadrática com a tensão aplicada à barra onde estão conectadas.

Considerando uma queda de tensão no circuito que atende a carga para o modelo em questão, é visível que esse fato ocasionará uma diminuição da magnitude da tensão aplicada à carga e, devido ao comportamento de impedância constante, a corrente consumida conseqüentemente será menor, diminuindo a queda de tensão nas linhas de transmissão que

atendem a carga. Esse efeito, visível na equação (3.26), levará a uma convergência dos níveis de tensão até sua estabilização.

$$\begin{aligned}
 P = \frac{V^2}{Z_0} &= \frac{V \cdot \sqrt{1-V^2}}{x} \Rightarrow \frac{V^2 \cdot x^2}{Z_0^2} = 1 - V^2 \\
 \Rightarrow V^2 &= \frac{Z_0^2}{Z_0^2 + x^2} \Rightarrow V = \pm \sqrt{\frac{Z_0^2}{Z_0^2 + x^2}}
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

Com a definição do modelo para a carga do tipo ZIP é possível definir o ponto de operação da carga com impedância constante no sistema de duas barras analisado. Estas cargas compreendem basicamente aos dispositivos com princípio de funcionamento resistivo entre os quais se podem citar lâmpadas incandescentes, chuveiros, fornos elétricos entre outros.

Traçando o gráfico da tensão em função da impedância de carga no gráfico da Figura 3-5, obtém-se a Figura 3-6. Através dele é possível obter o ponto de operação do sistema, que ocorre no cruzamento entre a curva PV e a curva característica da carga de impedância constante.

Para um mesmo carregamento P existem duas soluções, uma de baixa tensão e outra de alta tensão. A solução de baixa tensão está relacionada com uma impedância menor e a de alta tensão com uma impedância maior. A carga pode aumentar indefinidamente, e a impedância pode diminuir até se anular que o ponto de operação sempre existirá.

Logicamente, ao passar pelo “nose” da curva, a demanda diminuirá com a redução da impedância ao invés de aumentar.

A solução pode ser encontrada fazendo o cruzamento da curva PV da linha de transmissão com a curva da carga $P = V^2/Z_0$.

Para $P=0 \Rightarrow V=\pm 0$. Embora existam soluções matemáticas para $V > 0$ e $V < 0$, as tensões positiva e negativa representam a mesma forma de onda, pois correspondem a mesma forma de onda.

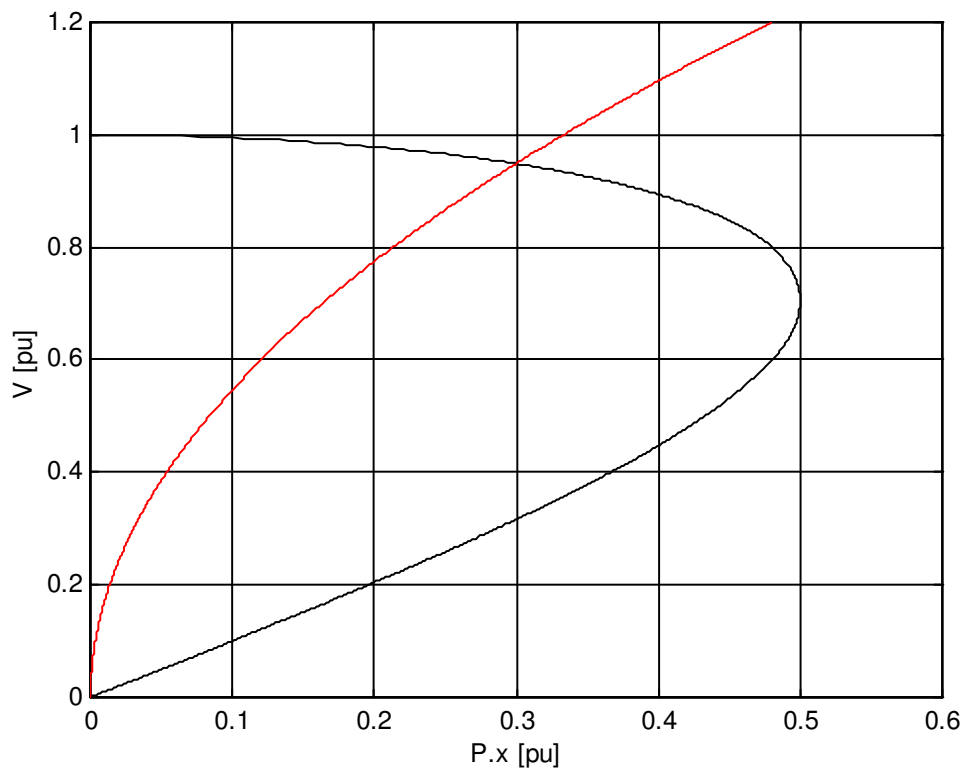


Figura 3-6 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com impedância constante.

3.5.2.2. CARGA CORRENTE CONSTANTE

Em cargas do tipo corrente constante, a corrente permanece constante com a variação da tensão enquanto que a potência decai com a tensão. Com a diminuição da tensão, o valor

da corrente permanece inalterado, não modificando a queda de tensão. A única variação ocorrida em cargas de corrente constante é a variação do ângulo de fase da corrente com a variação da tensão aplicada, isto produz uma variação da potência de maneira linear com a tensão. Como exemplos de cargas desta natureza, pode-se citar as lâmpadas de descarga e alguns tipos de cargas controladas entre outras.

Para determinação do ponto de operação do sistema de duas barras utilizando cargas do tipo corrente constante é necessário determinar uma solução com tensão diferente de zero além da solução trivial com tensão nula.

$$\begin{aligned}
 P = I_0 \cdot V &= \frac{V \cdot \sqrt{1-V^2}}{x} \Rightarrow I_0^2 \cdot x^2 = 1 - V^2 \\
 \Rightarrow V^2 &= 1 - I_0^2 \cdot x^2 \Rightarrow V = \pm \sqrt{1 - I_0^2 \cdot x^2}
 \end{aligned} \tag{3.27}$$

Nesse caso existe um valor de corrente máxima que a carga pode usar do sistema $I_{max} = 1/x$, que corresponde à corrente de curto circuito.

Traçando os pontos da tensão em função da corrente de carga no gráfico da Figura 3-5 obtém-se o gráfico da Figura 3-7. Com isso é possível a determinação do ponto de operação do sistema usando este modelo de carga.

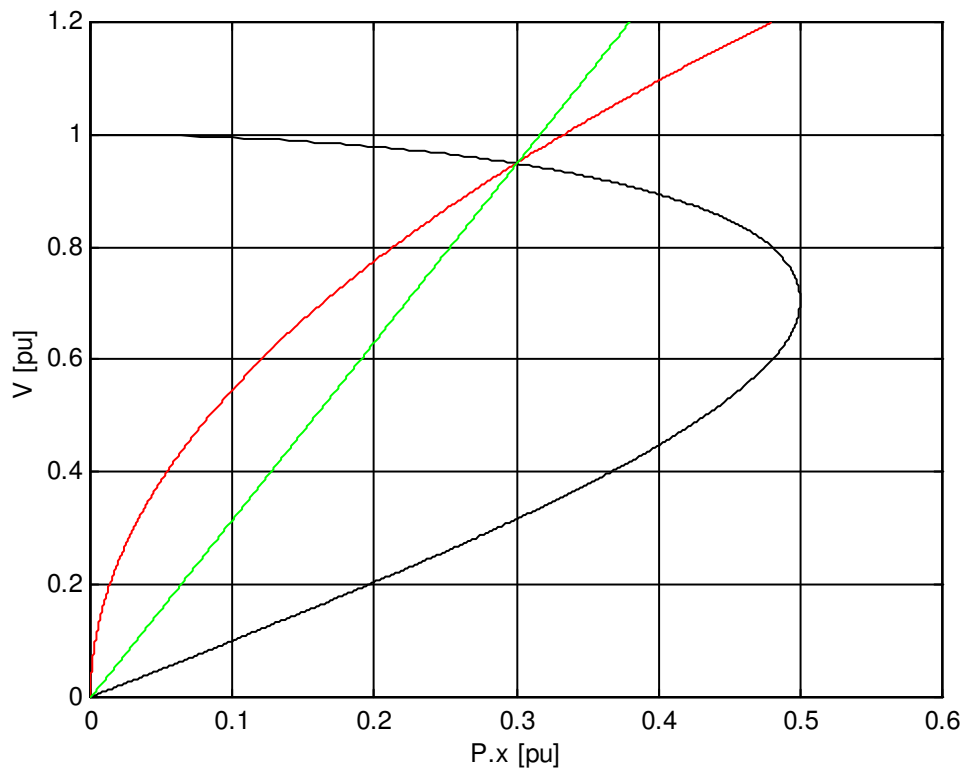


Figura 3-7 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com corrente constante.

3.5.2.3. CARGA POTÊNCIA CONSTANTE

Em cargas que podem ser representadas pelo modelo de potência constante, a potência consumida pela carga em estudo permanece inalterada independente do valor da tensão aplicada à barra onde está conectada. É considerado o modelo mais severo para perturbações.

Este modelo é bastante adequado para representação de motores elétricos de indução, fornos elétricos com controle de fase, entre outras.

Esse tipo de modelo de carga oferece uma característica bem conservadora sendo muito utilizado nos estudos de otimização de SEPs. Se os sistemas estudados são factíveis utilizando esse modelo de carga, isto é, possuem pontos de operação estáveis, com certeza o serão para qualquer outro tipo de carga analisada uma vez que esse modelo representa o pior caso possível para um SEP. O lado negativo deste tipo de análise é que, sendo conservadora, e, considerando um modelo que não representa a totalidade de cargas conectadas aos sistemas, os resultados incorretos provavelmente majorarão os custos de investimentos e as despesas com os sistemas.

O ponto de operação do sistema de duas barras utilizando cargas do tipo potência constante é determinado por duas soluções positivas e diferentes de zero, sendo uma para tensão baixa e outra para uma tensão alta. O ponto de máxima potência estará localizado no “nose”, ou nariz, da curva PV.

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \Rightarrow P_0^2 \cdot x^2 = V^2 - V^4 \\
 \Rightarrow V^2 &= \frac{1 \pm \sqrt{1 - 4 \cdot P_0^2 \cdot x^2}}{2} \\
 \Rightarrow V &= \pm \sqrt{\frac{1 \pm \sqrt{1 - 4 \cdot P_0^2 \cdot x^2}}{2}}
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

As soluções com tensões negativas são, fisicamente, as mesmas tensões positivas pois correspondem às mesmas formas de onda.

O gráfico da Figura 3-8 é obtido desenhando os pontos da tensão em função da potência de carga no gráfico da Figura 3-5, desta forma se obtêm o ponto de operação para o modelo de carga analisado.

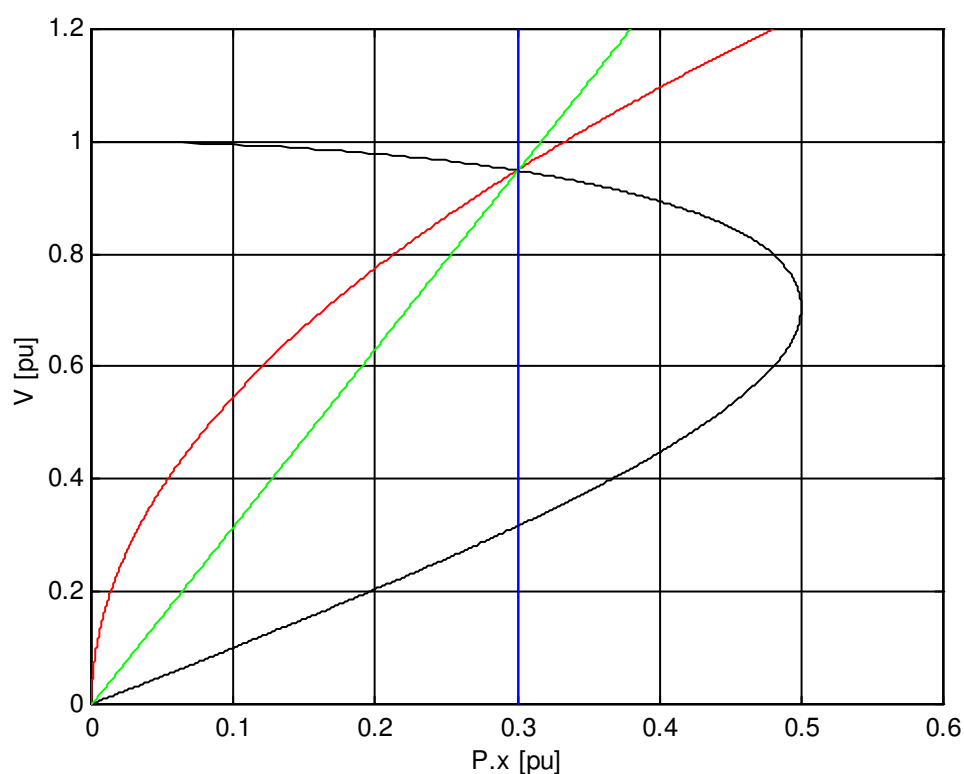


Figura 3-8 – Perfil de tensão na barra de carga versus consumo de potência ativa para potência reativa igual a zero e curva característica para carga com potência constante.

Antes de começar a abordar as cargas dinâmicas é necessário um estudo inicial de bifurcações do tipo sela-nó. A importância do estudo desta teoria matemática se deve a possibilidade de se entender a perda de estabilidade de um sistema elétrico de potência após pequenas variações sucessivas em seus parâmetros ocasionando o colapso de tensão.

3.6. BIFURCAÇÃO DO TIPO SELA-NÓ

Quando um sistema opera em condições normais, as pequenas variações em seus parâmetros fazem com que o sistema encontre um novo ponto de equilíbrio e atinja novamente sua condição no regime estacionário. Para esse tipo de análise, os modelos estáticos de cargas oferecem bons resultados.

Modelos dinâmicos representam características do sistema que evoluem no tempo, assim podem ser representados por equações diferenciais ordinárias (EDOs).

A variação destes parâmetros de controle causa mudanças qualitativas na resposta dinâmica do sistema e a esse efeito se dá o nome de bifurcação. Nos SEPs, a teoria das bifurcações assume que esses parâmetros variam lentamente até que, em determinado momento, tornem o sistema instável.

Seja um sistema não linear descrito pela equação (3.29):

$$\dot{x} = f(x, \lambda) \quad (3.29)$$

Onde seus pontos de equilíbrio são dados por:

$$0 = f(x^0, \lambda) \quad (3.30)$$

Os pontos de bifurcação correspondem aos pontos (x^0, λ^0) , onde ocorre uma mudança nas trajetórias do sistema em torno do ponto de equilíbrio. No instante da sua ocorrência, os

pontos de equilíbrio estável passam a ser instável, onde uma solução periódica emerge ou desaparece, uma solução periódica dobra a sua frequência, entre outros efeitos.

As bifurcações podem ser classificadas como sendo do ponto de equilíbrio e bifurcações de soluções periódicas, supercríticas ou subcríticas. A supercrítica ocorre quando existem soluções estáveis localmente em ambos os lados da bifurcação enquanto que na subcrítica as soluções são instáveis em um dos lados da bifurcação. Se todos os ramos que partem de uma bifurcação são instáveis, então os termos supercrítico e subcrítico não são definidos.

A bifurcação tipo sela-nó, também conhecida como bifurcação tangente ou bifurcação de dobra, ocorre quando dois pontos de equilíbrio se aproximam com a variação de λ , convergindo para o ponto de bifurcação λ^0 . Após a passagem por este ponto ocorre o desaparecimento do ponto de equilíbrio e o autovalor da matriz Jacobiana é nulo na bifurcação.

$$\det(f_x(x^0, \lambda^0)) = 0 \quad (3.31)$$

A Figura 3-9 ilustra o diagrama da bifurcação sela-nó no plano.

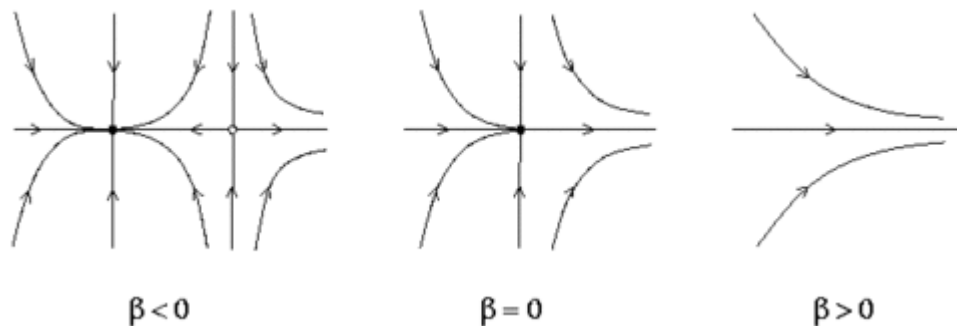


Figura 3-9 – Bifurcação sela-nó no plano do sistema: $y = \beta + y^2$ e $z = -z$.

Definida a bifurcação sela-nó, o próximo passo é investigar sua ocorrência nos sistemas de potência.

Seja o SEP de duas barras representado na Figura 3-4 onde a dinâmica da impedância da carga respeite a equação (3.32) e o consumo de reativos seja diferente de zero, $Q \neq 0$.

$$\tau \cdot \dot{G} = P_0 - G \cdot V^2 \quad (3.32)$$

Onde:

- τ – Uma constante;
- P_0 – Potência consumida pela carga na instante inicial de análise;
- G – Condutância da carga;
- V – Tensão na carga.

Ou seja, tal dinâmica mantém a potência consumida constante e uma queda de tensão acarreta $\dot{G} > 0$ que tende a restabelecer o consumo aumentando a condutância G e vice versa para o aumento da tensão.

Mantendo a potência consumida pela carga constante pode ser montado o sistema da equação (3.33).

$$\begin{cases} 0 = P + \frac{V \cdot \sin(\theta)}{x} \\ 0 = Q + \frac{V^2 - V \cdot \cos(\theta)}{x} \end{cases} \quad (3.33)$$

Resolvendo as equações algébricas fica:

$$\begin{aligned}
 Q = 0 &\Rightarrow P = \frac{V \cdot \sqrt{1-V^2}}{x} = G \cdot V^2 \\
 &\Rightarrow 1 - V^2 = x^2 \cdot G^2 \cdot V^2 \\
 &\Rightarrow V^2 = \frac{1}{1 + x^2 \cdot G^2}
 \end{aligned} \tag{3.34}$$

A próxima etapa é substituir a equação (3.34) na equação (3.32), deste modo o sistema de equações algébricas diferenciais (EAD) se torna a EDO da equação (3.35):

$$\tau \cdot \dot{G} = P_0 - \frac{G}{1 + x^2 \cdot G^2} = f(G) \tag{3.35}$$

A solução do sistema da equação (3.36) leva à conclusão de que é possível obter dois, um ou nenhum ponto de equilíbrio.

$$\begin{cases} f(G^*) = 0 \Rightarrow P_0 = \frac{G^*}{1 + x^2 \cdot G^{*2}} \\ P_0 + x^2 \cdot P_0 \cdot G^{*2} = G \end{cases} \tag{3.36}$$

Esses pontos de equilíbrio podem ser visualizados na equação (3.37).

$$\begin{aligned}
 G^* &= \frac{1 \pm \sqrt{1 - 4 \cdot P_0^2 \cdot x^2}}{2 \cdot P_0 \cdot x^2} & p/ & P_0 < \frac{1}{2 \cdot x} \\
 G^* &= \frac{1}{x} & p/ & P_0 = \frac{1}{2 \cdot x} \\
 G^* &= \emptyset & p/ & P_0 > \frac{1}{2 \cdot x}
 \end{aligned} \tag{3.37}$$

Fazendo $P_0 = 0,3 \text{ pu}$ e $x = 1,0 \text{ pu}$ e em seguida $P_0 = 0,5 \text{ pu}$ e $x = 1,0 \text{ pu}$ e traçando as curvas obtidas na curva PV da Figura 3-5, obtêm-se os pontos de operação para este modelo de carga na curva PV.

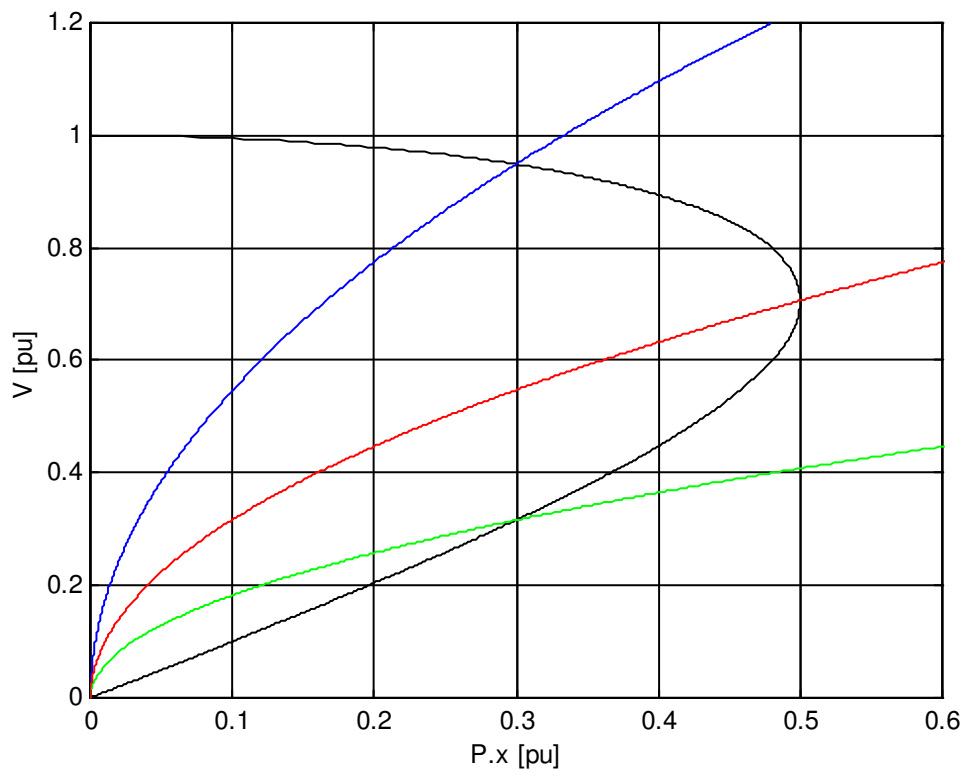


Figura 3-10 – Curva PV e curva característica para carga dinâmica com os pares de parâmetros $P_0 = 0,3 \text{ pu}$, $x = 1,0 \text{ pu}$ e $P_0 = 0,5 \text{ pu}$ e $x = 1,0 \text{ pu}$.

A seguir é traçado o gráfico de $f(G)$ versus a condutância G para os dois pares de parâmetros, P_0 e x , adotados no gráfico da Figura 3-10. A análise deste gráfico mostra os pontos de equilíbrio para as duas situações de escolha dos parâmetros e conseqüentemente suas respectivas bifurcações do tipo sela-nó.

Para $P_0 = 0,3$ existem dois pontos onde, para $G = 0,3$ é estável, autovalores negativos, correspondente a um aumento de tensão e, para $G = 3,0$ é um ponto instável correspondente a uma diminuição da tensão. Para $P_0 = 0,5$ existe um único ponto instável para a equação.

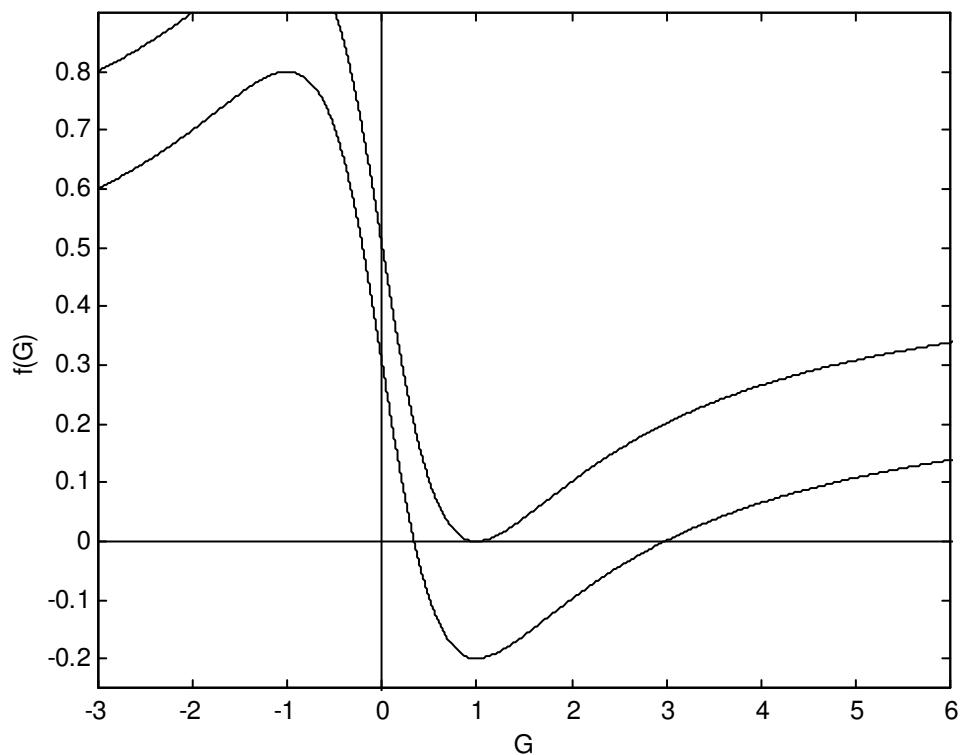


Figura 3-11 – Curvas $f(G) \times G$ contendo os pontos de equilíbrio do sistema para os pares de parâmetros $P_0 = 0,3 \text{ pu}$, $x = 1,0 \text{ pu}$ e $P_0 = 0,5 \text{ pu}$ e $x = 1,0 \text{ pu}$.

Para a caracterização matemática da bifurcação sela-nó, é necessário fazer uma verificação da matriz Jacobiana da equação.

$$\begin{aligned}\frac{df(G)}{dG} &= -\frac{(1+x^2 \cdot G^2) - 2 \cdot x^2 \cdot G \cdot G}{(1+x^2 \cdot G^2)^2} = \\ &= \frac{x^2 \cdot G^2 - 1}{(1+x^2 \cdot G^2)^2} = \frac{x \cdot (G - 1/x) \cdot (x \cdot G + 1)}{(1+x^2 \cdot G^2)^2}\end{aligned}\quad (3.38)$$

Admitindo que o campo vetorial seja uma função da variável condutância G e do parâmetro potência P_0 , o campo vetorial calculado no “nose” da curva ou ponto de máximo carregamento do sistema será nulo, assim:

$$\begin{aligned}f(G, P_0) &= P_0 - \frac{G}{1+x^2 \cdot G^2} \\ \Rightarrow f(1/x, 1/(2 \cdot x)) &= \frac{1}{2 \cdot x} - \frac{1/x}{1+1} = 0\end{aligned}\quad (3.39)$$

Resolvendo a primeira derivada da equação (3.39) em relação à G , verifica-se que ela é nula, resultando no equacionamento (3.40).

$$\begin{aligned}\frac{\partial}{\partial G} f(G, P_0) &= \frac{x \cdot (G - 1/x) \cdot (x \cdot G + 1)}{(1+x^2 \cdot G^2)^2} \\ \Rightarrow \frac{\partial}{\partial G} f(1/x, 1/(2 \cdot x)) &= \frac{x \cdot (1/x - 1/x) \cdot (x \cdot 1/x + 1)}{(1+x^2 \cdot (1/x)^2)^2} = 0\end{aligned}\quad (3.40)$$

Calculando a segunda derivada da equação (3.39) em relação à variável condutância, encontra-se um valor positivo:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial^2}{\partial G^2} f(G, P_0) &= \frac{2 \cdot G \cdot x^2 \cdot (1 + x^2 \cdot G^2)^2}{(1 + x^2 \cdot G^2)^4} + \\
 &- \frac{2 \cdot (1 + x^2 \cdot G^2) \cdot (2 \cdot G \cdot x^2)^2 \cdot (x^2 \cdot G^2 - 1)}{(1 + x^2 \cdot G^2)^4} \\
 &= \frac{2 \cdot G \cdot x^2 \cdot (2 \cdot x^2 \cdot G^2 - x^4 \cdot G^4 + 3)}{(1 + x^2 \cdot G^2)^4} \\
 \Rightarrow \frac{\partial^2}{\partial G^2} f\left(\frac{1}{x}, \frac{1}{2 \cdot x}\right) &= \frac{2 \cdot x \cdot (2 - 1 + 3)}{(1 + 1)^4} = x > 0
 \end{aligned} \tag{3.41}$$

Se a primeira derivada do campo vetorial $f(G, P_0)$, equacionamento (3.40), em relação à P_0 for maior do que zero ficará caracterizada a bifurcação sela-nó.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial P_0} f(G, P_0) &= 1 \\
 \Rightarrow \frac{\partial}{\partial P_0} f(1/x, 1/(2 \cdot x)) &= 1 > 0
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

A equação (3.42) mostra claramente que a primeira derivada do campo vetorial em relação à potência para o caso base é positiva evidenciando, então, a bifurcação sela-nó.

4. FLUXO DE CARGA CONTINUADO (FCC)

Há muito tempo os métodos de continuação estão sendo usados para analisar sistemas de equações algébricas não lineares parametrizadas, SEYDEL (1994) e traçar as curvas PV dos SEP, AJJARAPU e CHRISTY, (1992). Essas curvas possibilitam a visualização do ponto de operação do sistema para várias condições de carregamentos diferentes.

Entre outras aplicações, essas curvas permitem a determinação do PMC do sistema e da margem de carregamento do sistema fornecendo importantes contribuições para o planejamento e operação dos SEPs. O fluxo de carga (FC) convencional não consegue localizar o PMC uma vez que encontra problemas numéricos referentes à singularidade da matriz Jacobiana neste ponto.

Os problemas encontrados pelo FC convencional, devido à instabilidade numérica, podem ser solucionados com a inserção de equações parametrizadas aos métodos do fluxo de carga continuado (FCC).

O objetivo do FCC é traçar as curvas PV do SEP e identificar o ponto de bifurcação sela-nó (“*nose*” ou “*nariz*” da curva PV). O princípio de funcionamento do método consiste em encontrar várias soluções do fluxo de carga convencional (método de Newton – Raphson) através da inserção de um parâmetro que permitirá representar o aumento da demanda de carga nas equações do fluxo de carga convencional.

Essa metodologia possibilita a determinação da proximidade do ponto de máximo carregamento do sistema, além das barras de carga críticas e das linhas de transmissão que podem, em falta, levar o sistema à instabilidade de tensão.

4.1. FORMULAÇÃO

A descrição do equacionamento do FCC começa com a inserção do parâmetro de carregamento nas equações clássicas do fluxo de carga conforme pode ser observado na equação (4.1):

$$\begin{cases} P_{gi}(\lambda) - P_{di}(\lambda) - P_i(V, \theta) = 0 & i = 1, \dots, NPV + NPQ \\ Q_{gi}(\lambda) - Q_{di}(\lambda) - Q_i(V, \theta) = 0 & i = 1, \dots, NPQ \end{cases} \quad (4.1)$$

Onde:

$P_{gi} = P_{gi0}(1 + \lambda \cdot k_{gi})$ e $P_{di} = P_{di0}(1 + \lambda \cdot k_{di})$ – São as demandas especificadas de potências ativa e reativa da barra i , respectivamente;

P_{gi0} , Q_{gi0} , P_{di0} e Q_{di0} – São as potências ativa e reativa, geradas e demandadas para um caso base;

P_{di} e Q_{di} – São as demandas especificadas de potências ativa e reativa da barra i , respectivamente para um caso base;

$(V; \theta)$ – São os ângulos das tensões das barras PV e PQ e a

magnitude das tensões das barras PQ;

- λ – Representa o parâmetro de carga;
- k_{gi} e k_{di} – São os parâmetros que distribuem o incremento de carga e o redespacho entre as barras;
- NPV – Número de barras de potência e tensão constante;
- NPQ – Número de barras de potências ativa e reativa constantes.

Na forma compacta as equações (4.1) podem ser expressas como:

$$g(x, \lambda) = 0 \quad (4.2)$$

Onde:

- $g(x, \lambda)$ – É o vetor das equações não lineares do fluxo de potência, expressas em função do ângulo e do nível da tensão (representados pelo vetor x) e pelo parâmetro da carga λ ;

O vetor x pode ser descrito pela equação (4.3):

$$x = (V_1, V_2, \dots, V_{NPQ}, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_{NPV+NPQ}) \in \Re^N \quad (4.3)$$

$$N = NPQ + 2 \cdot NPV$$

Baseando-se na equação (4.2), o FCC emprega um sistema automatizado de previsão e correção, através de uma seqüência de soluções do fluxo de potência, para se obter o ponto de máximo carregamento conforme a Figura 4-1. Seja a solução de um caso base denominada por x_0 , o procedimento a seguir ilustra a aplicação desta técnica:

- Determinar uma previsão da nova solução para um valor especificado do parâmetro da carga. Esta previsão é obtida através da linearização das equações do fluxo de potência parametrizadas;
- Corrigir a solução prevista através da resolução do fluxo de carga utilizando o método de Newton – Raphson.

Estas duas etapas são descritas nas subseções seguintes.

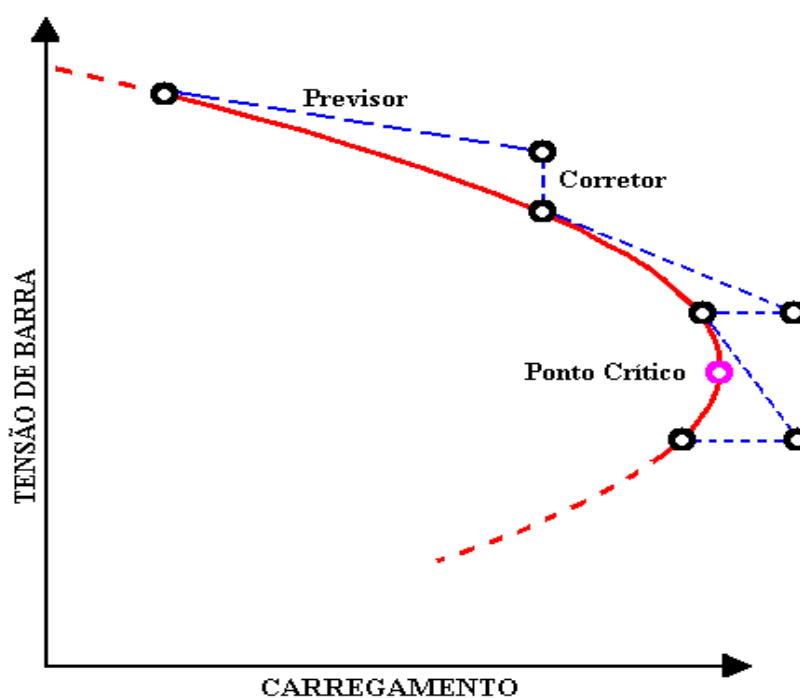


Figura 4-1 – Esquema de Previsão e Correção.

4.1.1. ETAPA DE PREVISÃO

Seja a equação (4.2) linearizada através da expansão em série de Taylor de primeira ordem em torno dos pontos $[x_0, \lambda_0]$, que são as soluções do fluxo de carga convencional para o carregamento inicial do sistema.

$$g(x_0 + \Delta x, \lambda_0 + \Delta \lambda) \cong g(x_0, \lambda_0) + \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x}(x_0, \lambda_0) & \frac{\partial g}{\partial \lambda}(x_0, \lambda_0) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

O vetor tangente também pode ser obtido derivando ambos os termos da equação (4.2)

$$\frac{dg}{d(x, \lambda)}(x, \lambda) = \frac{d}{d(x, \lambda)}(0) \quad (4.5)$$

Assim.

$$\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial \lambda} \Delta \lambda = 0 \quad (4.6)$$

Onde:

$\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial x}$ – É a matriz Jacobiana do fluxo de potência convencional com

dimensão $(N+1) \times N$;

$\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial \lambda}$ – É o vetor das derivadas parciais das equações $g(x, \lambda)$ em relação ao parâmetro λ com dimensão $(N+1) \times N$.

Como na equação (4.6) o número de incógnitas é maior do que o de equações é necessário que uma das variáveis seja especificada para que a solução seja possível. Isso é mostrado na equação (4.7).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial x} & \frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Onde:

$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}$ – É chamado de vetor tangente de predição;

± 1 – O sinal positivo ou negativo é selecionado de acordo com o incremento desejado na demanda;

e_k – É um vetor composto por zeros exceto na posição k e tem a mesma dimensão do vetor Δx .

A introdução do sinal + na constante do lado direito da equação (4.7) ocorrerá se o parâmetro de continuação estiver crescendo, caso estiver decrescendo, o seu sinal será negativo.

Com a obtenção do vetor tangente é possível a determinação do valor previsto das variáveis, de acordo com a equação (4.8).

$$\begin{bmatrix} x^{prev} \\ \lambda^{prev} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \beta \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Onde:

- x^{pred} e y^{pred} – São estimativas baseadas no modelo linearizado das equações da rede parametrizadas;
- β – É uma constante que quantifica o tamanho do passo previsor.

Nota-se que a última equação do sistema linear define a variação de uma das variáveis como $\pm\beta$, assim $\Delta\lambda = +\beta$ quando $k = NPV + 1$, $\Delta\lambda = -\beta$ quando $k \leq NPV$ e $\Delta\lambda = +\beta$ quando $NPV < k \leq N$. A escolha do valor numérico de β influencia diretamente no desempenho do método.

4.1.2. CONTROLE DO PASSO PREVISOR

É muito importante que o passo previsor seja escolhido adequadamente para que o método do FCC tenha um desempenho eficiente. Um bom controle deve se adaptar a curvatura da curva PV, onde nos trechos de menor carregamento ela apresenta pequena inclinação e nos trechos de maior carregamento, inclinação mais acentuada. Desta forma, no início da curva o tamanho do passo deve se grande e ao seu final, próximo a bifurcação,

deverá ser menor. A identificação do início da curva pode ser feita pelo número de iterações necessárias para a solução do passo previsor. Poucas iterações representam um leve carregamento enquanto que um maior número de iterações representa um maior carregamento do sistema.

A melhor opção para o controle do passo previsor é a escolha da tensão V_i como parâmetro durante o cálculo da curva PV. Com o incremento no carregamento do SEP, em condição de operação distante do PMC, ocorrerão pequenas variações nas tensões das barras. Na medida em que o carregamento do sistema aumenta, o ponto de operação se aproximará do ponto crítico, acarretando maiores variações de tensão. Essa característica possibilita um controle automático do passo, pois nos trechos em que o sistema estiver pouco carregado, os passos serão maiores do que nos pontos em que o sistema apresentar um maior carregamento.

4.1.3. ETAPA DE CORREÇÃO

Próximo ao “*nose*” da curva PV pode acontecer de o ponto encontrado pelo passo previsor estar localizado além do ponto de máximo carregamento. Assim, chega-se a conclusão que essa solução possui um erro que precisa ser corrigido. Um método numérico muito utilizado na correção desses erros é o método de Newton – Raphson.

A solução das equações não lineares do fluxo de carga parametrizadas torna obrigatória a inclusão de mais uma equação ao conjunto existente. Esta equação adicional pode ser escolhida. Uma das opções é uma equação que especifica uma das variáveis com seu valor previsto obtido na etapa de previsão o que permite explicar tanto o parâmetro de carga quanto uma tensão ou ângulo, de forma que as demais variáveis serão corrigidas para que este valor especificado na etapa de previsão seja mantido.

$$u_i - u_i^{prev} = 0 \quad (4.9)$$

Onde:

- u_i – É uma variável de valor especificado que representa o parâmetro de continuação.
- u_i^{prev} – É o valor estimado do parâmetro de continuação obtido na etapa de previsão.
- i – É o i-ésimo incremento no carregamento do sistema, assumindo valor zero na solução do fluxo de carga no carregamento inicial do sistema.

Agora, o novo conjunto de equações não-lineares a ser resolvido na etapa de correção fica, portanto, de acordo com a equação (4.10).

$$\begin{bmatrix} g(x, \lambda) \\ u_i - u_i^{pred} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

O FC convencional apresenta problemas de convergência devido ao mal condicionamento da matriz Jacobiana, isso não ocorre com a Jacobiana do Fluxo de Carga Continuado.

Seja J a Jacobiana do Fluxo de Carga convencional. No ponto de máximo carregamento do sistema, J é singular.

Define-se agora a matriz Jacobiana, $\tilde{J}$, do FCC, onde:

$$\tilde{J} = \begin{bmatrix} J & b \\ c^T & d \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Onde:

$b = \partial g / \partial \lambda$ e $c = [0]$ para $d = 1$ quando $\mu_i = \lambda$ ou

$$c = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \text{ para } d = 0 \text{ quando } \mu_i = V_i.$$

As propriedades do determinante para matrizes particionadas nos levam a equação (4.12).

$$\begin{aligned} \det \begin{bmatrix} J & b \\ c^T & d \end{bmatrix} &= d \cdot \det \left[J - b \cdot \frac{c^T}{d} \right] = \\ &= \det(J) \cdot [d - c^T \cdot J^{-1} \cdot b] \end{aligned} \quad (4.12)$$

Mas,

$$\frac{Adj(J)}{\det(J)} = J^{-1} \quad (4.13)$$

Então se pode reescrever a equação (4.12) como:

$$\det \begin{bmatrix} J & b \\ c^T & d \end{bmatrix} = [d \cdot \det(J) - c^T \cdot \text{Adj}(J) \cdot b] \quad (4.14)$$

Enquanto o parâmetro de continuação for $\lambda \Rightarrow d=1$, $c^T=0$ e $b \neq 0$, $\det(J) \neq 0$ e conseqüentemente $\det(\tilde{J}) \neq 0$. No “nariz” da curva PV $\det(J)=0$.

Se não houver mudança no parâmetro de continuação, então $d=1$, $c^T=0$ e $b \neq 0$, $\det(J) \neq 0$ e conseqüentemente $\det(\tilde{J})=0$ ocasionando um problema de convergência, uma vez que nesse ponto a matriz não será inversível.

Ocorrendo a mudança no parâmetro de continuação, os parâmetros ficarão $d=1$, $c^T=[0 \ 0 \ \dots \ 1_k \ \dots \ 0 \ 0]$ e b dependerá de como λ será inserido nos modelos de carga e geração.

Supondo o caso mais simples com uma barra PQ com incremento de carga assumido pela barra *Slack* não haverá problemas de convergência se:

$$\text{Adj}(J)_{k,k} \neq 0 \quad (4.15)$$

O que em geral é verdade e:

$$b_k \neq 0 \quad (4.16)$$

Ou seja, a tensão escolhida como parâmetro de continuação deve corresponder a uma barra em que a carga foi parametrizada.

4.1.4. ESCOLHA DO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO

A dificuldade de solução do FCC no ponto de máximo carregamento devido a singularidade da matriz Jacobiana pode ser resolvida através do método da parametrização local proposto por AJJARAPU e CHRISTY (1992). Este método efetua a troca do parâmetro de continuação próximo ao “*nose*” da curva PV através do critério do maior desvio relativo, o que pode ser mostrado na equação (4.17).

$$u_i = \max \left\{ \left| \frac{\Delta x_1}{x_1} \right|, \left| \frac{\Delta x_2}{x_2} \right|, \dots, \left| \frac{\Delta x_n}{x_n} \right|, \left| \frac{\Delta \lambda}{\lambda} \right| \right\} \quad (4.17)$$

O sucesso da técnica de parametrização local dependerá da escolha adequada do índice i . Quando o processo de escolha do parâmetro de continuação pelo maior desvio relativo é concluído, λ se tornará uma variável dependente e a variável escolhida se tornará o novo parâmetro de continuação.

4.1.5. CRITÉRIO DE PARADA

Como critério de parada é utilizado o valor do componente $\Delta\lambda$, do vetor tangente de predição. Como para valores positivos de $\Delta\lambda$ os pontos de solução da curva PV encontram-se na sua parte superior, ou seja, a demanda está aumentando. Para valores menores que zero significa que o ponto crítico já foi ultrapassado uma vez que a solução estará na parte inferior da curva, situação em que a carga começa a diminuir.

5. MÉTODO “LOOK AHEAD”

5.1. INTRODUÇÃO

O método *look ahead*, proposto por CHIANG (1997), calcula uma medida da margem de carregamento (MW e/ou MVAR) para verificar a habilidade do sistema de potência de suportar as variações de carga e de geração. Também apresenta uma estimativa dos perfis de tensão do sistema em curto prazo.

Esta habilidade é medida pela distância do ponto de operação ao ponto de máximo carregamento do sistema (PMC). Sua simplicidade o torna um método de rápida execução, tornando-o adequado para avaliação *online* da margem de carregamento no problema de análise e seleção de contingências.

Sua simplicidade se deve a solução de apenas dois fluxos de carga e ao uso da propriedade quadrática da curva PV, quando próxima ao ponto de bifurcação sela-nó para estimar o PMC de um sistema dado.

5.2. TEORIA BÁSICA

Considere o modelo estático do sistema de potência definido na equação (5.1).

$$g(x, \lambda) = f(x) - \lambda \cdot b = 0 \quad (5.1)$$

Onde:

- $\lambda \in \Re^l$ – É um parâmetro de controle sujeito a variação;
- $\lambda \cdot b$ ($b \in \Re^n$) – Representa a variação das demandas ativa e reativa de qualquer conjunto de barras de carga e as variações de geração de potência ativa de algum conjunto de barras de geração.

Linearizando (5.1) em torno dos pontos $[x_0, \lambda_0]$:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0, \lambda_0} (x_0 - \lambda_0) \cdot \Delta x - b \cdot \Delta \lambda = 0 \quad (5.2)$$

Onde $\Delta \lambda$ e Δx são os incrementos $\lambda - \lambda_0$ e $x - x_0$, respectivamente. Em (5.2), se a Jacobiana é não singular, então,

$$\Delta x = \frac{\partial f^{-1}}{\partial x} b \cdot \Delta \lambda \quad (5.3)$$

Os valores singulares da Jacobiana f_x são as raízes quadradas dos N autovalores positivos de $\frac{\partial f^T}{\partial x} \frac{\partial f}{\partial x}$. Similar à decomposição dos autovalores há a decomposição dos valores singulares para a matriz Jacobiana.

$$\frac{\partial f}{\partial x} = U \Sigma V = \sum_{i=1}^n \sigma_i U_i V_i^T \quad (5.4)$$

Onde U e V são matrizes ortogonais $N \times N$, U_i e V_i são colunas de U e V respectivamente e Σ é a matriz diagonal com valores σ_i . Assim a equação (5.4) pode ser representada por (5.5).

$$\Delta x = \sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1} U_i (V_i^T b \Delta \lambda) \quad (5.5)$$

Note que um dos valores singulares da matriz $\partial f / \partial x$ é zero no ponto de bifurcação.

$$\Delta x \approx \sigma_1^{-1} U_1 (V_1^T b \Delta \lambda) \quad (5.6)$$

Então, próximo do ponto de bifurcação, o vetor Δx quase reside em U_1 :

$$\Delta x \approx \Delta a \cdot U_1 \quad (5.7)$$

Onde Δa é uma variável escalar dependente do parâmetro $\Delta \lambda$. Vamos considerar a expansão em serie de Taylor da equação (5.1) ao redor do ponto de bifurcação sela-nó:

$$0 = \frac{df}{dx} \cdot \Delta x + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2 f}{dx^2} \cdot (\Delta x \otimes \Delta x) - b \cdot \Delta \lambda \quad (5.8)$$

Onde os termos de mais alta ordem foram omitidos e:

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{d^2 f}{dx^2} \cdot (\Delta x \otimes \Delta x) \quad - \quad \text{É o termo quadrático;}$$

“ $\otimes$ ” - Significa o produto de Kronecker.

O produto de Kronecker, ou produto tensorial, é útil para resolver equações lineares em que a incógnita é uma matriz. Dadas duas matrizes $A \in \mathbb{C}^{m \times n}$ e $B \in \mathbb{C}^{p \times q}$, o produto de Kronecker de A por B, denotado por $A \otimes B$, é dado por:

$$A \otimes B = \begin{bmatrix} a_{11}B & \cdots & a_{1n}B \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1}B & \cdots & a_{nn}B \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Onde:

C – É o conjunto dos números complexos.

Substituindo a equação (5.7) em (5.8) temos:

$$\begin{aligned}
 0 &= \Delta a \cdot U_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2 f^{-1}}{dx^2} \cdot (U_1 \otimes U_1) \cdot \Delta a^2 - \frac{df^{-1}}{dx} b \cdot \Delta \lambda = \\
 &= \Delta a \cdot U_1 + \Delta a^2 \cdot W_1 + \Delta \lambda \cdot W_2
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

Onde W_1 e W_2 são vetores de dimensão n . Para que o i -ésimo incremento Δx_i da variável de estado x (magnitude da tensão ou do ângulo) seja igual a $\Delta a \cdot U_{1i}$, é evidente pela equação (5.10) que uma função quadrática de Δx_i pode ser usada para descrever uma curva de solução do fluxo de potência:

$$0 = a_{1i} \Delta x_i + a_{2i} \Delta x_i^2 + a_{0i} \Delta \lambda \tag{5.11}$$

Grosso modo, estes resultados analíticos, no contexto das equações do fluxo de potência, mostram que a curva de soluções do fluxo de carga passa através do ponto de bifurcação, pelo menos localmente, na forma de uma curva quadrática. O método *look ahead* usa essa característica para estimar o PMC do sistema.

O método parte da solução de um fluxo de carga, x_1 , com um nível de carregamento λ_1 , em seguida será incluída a próxima solução de fluxo de potência com um acréscimo de carregamento, λ_2 , usando o FCC. Observe que a capacidade de seleção adaptável do tamanho do passo no FCC irá determinar um valor apropriado para λ_2 (no método original proposto por CHIANG, a determinação de λ_2 é um problema cuja solução apresentada não é

satisfatória, pois ele não mostra como fazê-lo). O próximo passo é encontrar a derivada do fluxo de potência x_2 com relação ao parâmetro λ . Depois será selecionada uma barra de carga, cuja queda de tensão relativa é a maior entre todas as outras. Isto é:

$$\Delta V_i = \frac{(V_i|_{\lambda=\lambda_1} - V_i|_{\lambda=\lambda_2})}{V_i|_{\lambda=\lambda_1}} \quad (5.12)$$

Então a curva λV da i -ésima barra de carga será escolhida para encontrar a margem de carregamento usando-se a seguinte curva quadrática:

$$\lambda = \alpha + \beta \cdot V_i + \gamma \cdot V_i^2 \quad (5.13)$$

Desta forma, podemos obter os valores dos parâmetros α , β e γ pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= \alpha + \beta \cdot V_{i,1} + \gamma \cdot V_{i,1}^2 \\ \lambda_2 &= \alpha + \beta \cdot V_{i,2} + \gamma \cdot V_{i,2}^2 \end{aligned} \quad (5.14)$$

$$\frac{d\lambda}{dV} = \beta + 2 \cdot \gamma \cdot V$$

O valor numérico aproximado de $\partial\lambda/\partial V$ pode ser obtido do vetor tangente do método do Fluxo de Carga Continuado. A tensão do ponto de máximo do carregamento do sistema previsto é a raiz da equação obtida derivando-se a equação (5.13) em relação a V e

igualando-se a zero. O valor máximo é obtido substituindo-se o ponto de máximo da equação original:

$$\frac{d\lambda}{dV} = \beta + 2 \cdot \gamma \cdot V = 0 \Rightarrow V = -\frac{\beta}{2 \cdot \gamma} \quad (\text{ponto de máximo}) \quad (5.15)$$

$$\begin{aligned} \lambda_{v_{\max}} &= \alpha + \beta \cdot \left(-\frac{\beta}{2 \cdot \gamma} \right) + \gamma \cdot \left(-\frac{\beta}{2 \cdot \gamma} \right)^2 \\ &= \alpha - \frac{\beta^2}{2 \cdot \gamma} + \frac{\beta^2}{4 \cdot \gamma} = \alpha - \frac{\beta^2}{4\gamma} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Se a barra de carga selecionada cujo nível da queda de tensão é o maior há também uma significativa mudança na magnitude do ângulo, então se repete o procedimento acima para ajustar a curva $\lambda\theta$ da i-ésima barra de carga. A margem prevista usando a curva λV é usualmente conservadora enquanto que a usando a curva $\lambda\theta$ é não conservadora segundo CHIANG *et al* (1997). Nesta situação, a medida da margem de carregamento pode ser obtida usando a média entre as previsões, de acordo com a equação (5.17).

$$\lambda_{\max} = \frac{1}{2} \cdot (\lambda_{v_{\max}} + \lambda_{\theta_{\max}}) \quad (5.17)$$

5.3. MÉTODO PROPOSTO

A primeira etapa do trabalho foi o desenvolvimento de um algoritmo, e sua programação em linguagem C, que resolvesse um fluxo de carga continuado onde o parâmetro de continuação escolhido é sempre a tensão na barra.

É importante salientar que o método clássico da continuação arbitra o carregamento do sistema como parâmetro de continuação no início da curva PV, onde esta possui pequena inclinação e corrige a tensão prevista para um ponto contido na curva. À medida que o carregamento do sistema se aproxima do ponto máximo o parâmetro de continuação passa a ser uma tensão que pode ser escolhida de várias formas. Assim o carregamento passa a ser corrigido até a determinação do nariz da curva.

Os dados obtidos com o FCC foram utilizados para traçar as curvas PV de interesse de modo que fossem usadas como referência nas comparações com o método proposto por CHIANG e com o *look ahead* modificado deste trabalho.

Pode se mostrar em CHIANG et al (1997), que a curva de soluções do fluxo de carga passa através do ponto de bifurcação, pelo menos localmente, na forma de uma curva quadrática.

O *look ahead* necessita que dois pontos contidos na curva λV sejam calculados. O primeiro ponto é o caso base, solução do fluxo de carga para o nível atual de carregamento. Para o segundo ponto é necessário um acréscimo no carregamento do sistema, λ_1 , e a solução de um novo fluxo de potência, x_1 . No método original proposto por CHIANG, a determinação de λ_1 é um problema cuja solução apresentada não foi plenamente resolvida. No método proposto neste trabalho, a capacidade de seleção adaptável do tamanho do passo no FCC irá determinar um valor mais adequado para λ_1 . Calculados esses dois pontos, seleciona-se uma barra de carga, cuja queda de tensão relativa é a maior entre todas as barras e, ajusta-se uma curva quadrática à curva da barra escolhida de acordo com a equação (5.13).

Para aproximar a curva λV da barra i é necessário usar dois pontos, chamados (V_{i0}, λ_0) e (V_{i1}, λ_1) mais a informação da derivada nesse segundo ponto, desta forma é possível obter os valores dos parâmetros α , β e γ resolvendo o sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_1 \\ \frac{d\lambda_1}{dV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & V_{i0} & V_{i0}^2 \\ 1 & V_{i1} & V_{i1}^2 \\ 0 & 1 & 2 \cdot V_{i1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

O valor numérico aproximado de $d\lambda_1/dV$ pode ser obtido do vetor tangente do método do Fluxo de Carga Continuado. Uma alternativa ao uso dessa aproximação, usada nesse trabalho, é a utilização de três pontos de operação para a aproximação da curva λV . Esses pontos são escolhidos utilizando o método do Fluxo de Carga Continuado.

A partir do caso base, calculam-se mais dois pontos, usando o fluxo de carga modificado conforme a proposta deste trabalho. Em seguida seleciona-se uma barra conveniente (em geral, uma que apresente uma queda de tensão significativa) e resolve-se o sistema linear da equação (5.19) a seguir:

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & V_{i0} & V_{i0}^2 \\ 1 & V_{i1} & V_{i1}^2 \\ 1 & V_{i2} & V_{i2}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

O ponto de máximo carregamento e o nível da tensão da barra pode ser estimado, com o auxílio das equações (5.15) e (5.16).

A estimativa do ponto crítico, equação (5.16), do sistema em geral não é boa quando os pontos utilizados pelo *look ahead* estão distantes da estimativa calculada. Assim foi

calculado um primeiro refinamento que consiste na utilização da primeira previsão do ponto de colapso como o caso base para solução de mais dois pontos através do FCC. Uma nova previsão é então obtida utilizando a equação (5.19).

Espera-se que esta metodologia possa diminuir consideravelmente o número de passos do método do FCC desde que se escolha um parâmetro de continuação apropriado, uma vez que a segunda iteração do *look ahead* encontrará um carregamento próximo ao máximo.

Na barra de carga selecionada, que apresenta a maior queda de tensão, há também uma significativa mudança na magnitude do ângulo. Pode se repetir o procedimento acima para ajustar a curva $\lambda\theta$ da i -ésima barra de carga para obter $\lambda\theta_{\max}$. A margem prevista usando a curva λV é usualmente conservadora enquanto que a usando a curva $\lambda\theta$ é não conservadora, de acordo com CHIANG *et al* (1997). Nesta situação, a medida da margem de carregamento pode ser obtida usando a média entre essas duas estimativas, de acordo com a equação (5.17).

6. RESULTADOS

6.1. INTRODUÇÃO

As barras do sistema podem ser modeladas com a tensão regulada (PV) ou com tensão variável (PQ). No estudo apresentado, as barras de geração serão do tipo tensão regulada até que o limite de geração de potência reativa seja atingido. A partir deste momento a barra PV assumirá o comportamento da barra PQ, isto é, com o aumento do carregamento do sistema, as tensões das barras de geração começarão a decair gradativamente. Toda vez que a potência consumida pelo sistema aumentar, a geração excedente necessária pra suprir o acréscimo no carregamento será redistribuída entre todos os geradores evitando que a barra de referência do SEP (slack) assumira todo o aumento de carga.

O *software* utilizado neste estudo utilizou para as cargas conectadas ao sistema o modelo potência constante, garantindo desta forma resultados mais conservadores, uma vez que, com a diminuição da tensão na barra de carga, a corrente deverá aumentar para manter a potência da carga, o que não ocorre com as cargas de impedância constante. O acréscimo de corrente pelas linhas aumentará a queda de tensão e conseqüentemente acarretará em nova diminuição de tensão na carga. Esse efeito continuará até que o

sistema entre em equilíbrio, ou seja, atingido o ponto de instabilidade levando o sistema ao colapso de tensão.

Para mostrar a eficiência do método proposto, serão mostrados os resultados usando como referência as curvas PV obtidas pelo método do Fluxo de Carga Continuado, considerado como referência, e a estimativa do *Look - Ahead* Modificado, ambos implementados na linguagem C, a fim de analisar-se os pontos críticos no sistema de testes IEEE. Serão consideradas análises no sistema IEEE 300 barras.

6.2. SISTEMA IEEE 300 BARRAS

O sistema de testes IEEE 300 barras é composto por: 1 barra de geração (slack), 68 barras de controle de potência reativa com geração de potência ativa fixa, 231 barras de carga, 411 linhas de transmissão e 107 transformadores com tape variáveis.

6.3. ALGORITMO

O algoritmo do programa do Método da Continuação desenvolvido neste trabalho é mostrado a seguir:

1. Leitura dos dados do sistema:

$$V_i, \delta_i, P_{G0i}, Q_{G0i}, P_{L0i}, Q_{L0i}, A, K_{Bi}, K_{Aj}, R, X, B_C, Y_{BUS}, G_{ij}, B_{ij}.$$

Onde:

- V_i — Módulo de tensão na barra i ;
- δ_i — Fase da tensão na barra i ;
- P_{G0i} — Potência ativa gerada na barra i ;
- Q_{G0i} — Potência reativa gerada na barra i ;
- P_{L0i} — Potência ativa da carga na barra i ;
- Q_{L0i} — Potência reativa da carga na barra i ;
- A — Área da barra i ;
- K_{Bi} — Fator de participação da barra i ;
- K_{Aj} — Fator de participação da área j ;
- R — Resistência da linha;
- X — Reatância da linha;
- B_c — Susceptância da linha;
- Y_{BUS} — Matriz admitância do sistema;
- G_{ij} — Matriz condutância do sistema;
- B_{ij} — Matriz susceptância do sistema.

1. Especificação do parâmetro de continuação inicial e do elemento não nulo do vetor e_k e do sinal do elemento não nulo do vetor b_k :

$$x_k^n \Rightarrow \begin{cases} \text{ sinal } + \\ k = NPQ + NPV + 1 \end{cases} \quad (8.1)$$

Onde:

e_k – É um vetor de dimensão $NPQ + NQV + 1$, cujo único elemento diferente de zero é o elemento 1 na posição k .

b_k – É um vetor de dimensão $NPQ + NQV + 1$, da forma $(0, \dots, \pm 1)^T$, cujo sinal $\pm$ é determinado conforme o parâmetro de continuação é uma tensão, sinal -, ou um ângulo ou o fator de carga λ , sinal +.

2. Encontrar o vetor tangente, pela equação abaixo:

$$\begin{bmatrix} J_{ij} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dV_i \\ d\delta_i \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Ri}}{\partial V_j} & \frac{\partial P_{Ri}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{Ri}}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial \lambda} \\ e_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dV_i \\ d\delta_i \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (8.2)$$

OBS: A ordem das sub-matrizes que compõe a matriz Jacobiana J_{ij} são, respectivamente:

$NPQ \times NPQ$	$NPQ \times (NPQ + NPV)$	$NPQ \times 1$
$(NPQ + NPV) \times NPQ$	$(NPQ + NPV) \times (NPQ + NPV)$	$(NPQ + NPV) \times 1$
$1 \times (NPQ + NPV + 1)$		

Existem NPQ variáveis de tensão e $NPQ + NPV$ variáveis de ângulo.

3. Verificação do critério de parada $d_\lambda < 0$.
4. Verificação do parâmetro de continuidade para o próximo passo e determinação dos parâmetros dos vetores e_{e_k} e e_{b_k} :

$$x_k = \max \{ |dV_i| \quad |d\delta_i| \quad |d\lambda| \} \Rightarrow \begin{cases} \text{signal} \pm \\ k \end{cases} \quad (8.3)$$

5. Cálculo da previsão da solução:

$$\begin{bmatrix} V_i^{n+1} \\ \delta_i^{n+1} \\ \lambda^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^n \\ \delta_i^n \\ \lambda^n \end{bmatrix} + \beta \cdot \begin{bmatrix} dV_i \\ d\delta_i \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (8.4)$$

Onde:

β – Passo de convergência.

6. Correção da solução através do Método de Newton Raphson e retorna passo 4:

$$\begin{bmatrix} F_i(V_i, \delta_i, \lambda) \\ P_{Ri}(V_i, \delta_i, \lambda) \\ Q_{Ri}(V_i, \delta_i, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (8.5)$$

Onde:

x_k – É a variável referente ao parâmetro de continuidade atual $(V_i^0, \delta_i^0, \lambda_0)$.

η – É o valor previsto (passo 6) para a variável referente ao parâmetro de continuidade atual.

6.1. Leitura do ponto inicial $(V_i^0, \delta_i^0, \lambda_0)$:

6.2. Cálculo do resíduo de $F_i(V_i, \delta_i, \lambda_i)$ no ponto inicial:

$$\begin{bmatrix} \Delta F_i(V_i^0, \delta_i^0, \lambda^0) \\ P_{Ri}(V_i^0, \delta_i^0, \lambda^0) \\ Q_{Ri}(V_i^0, \delta_i^0, \lambda^0) \\ 0 \end{bmatrix} = [0] \quad (8.6)$$

E teste de convergência $\left| \max \{ \Delta F_i(V_i^0, \delta_i^0, \lambda_0) \} \right| \leq \varepsilon$

6.3. Calcular a matriz Jacobiana:

$$[J_{ij}] = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_i}{\partial V_j} & \frac{\partial F_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial F_i}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial (x_k - \eta)}{\partial x_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Ri}}{\partial V_j} & \frac{\partial P_{Ri}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{Ri}}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{Ri}}{\partial \lambda} \\ e_k \end{bmatrix} \quad (8.7)$$

6.4. Calcular o incremento das variáveis e retornar ao passo 2:

$$[J_{ij}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \delta_i \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = [\Delta F_i(V_i^n, \delta_i^n, \lambda^n)] \quad (8.8)$$

$$\begin{bmatrix} V_i^{n+1} \\ \delta_i^{n+1} \\ \lambda^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^n \\ \delta_i^n \\ \lambda^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \delta_i \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}$$

6.4. RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE 300 BARRAS

Para ilustrar as modificações propostas e seus resultados, um exemplo utilizando o sistema IEEE de 300 barras foi simulado com o programa desenvolvido. Foram geradas as curvas PV para um parâmetro de continuação (ΔV) de 1% e 10% aumentando a carga na barra 139 com redespacho em todos os geradores. A seguir pode-se observar o perfil da curva PV obtidas pelo método do FCC para as barras 1, com maior variação de tensão, e 7, com menor variação de tensão, do sistema com $\Delta V = 1\%$, Figura 6-1 e $\Delta V = 10\%$, Figura 6-2.

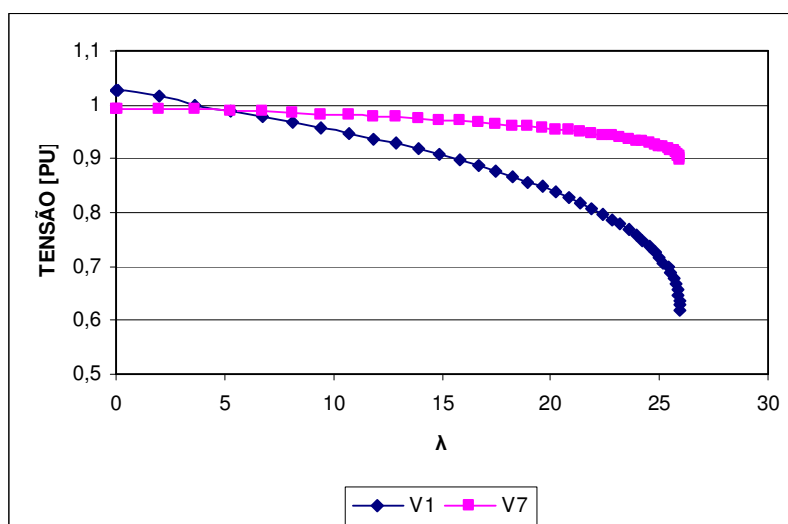


Figura 6-1– Curva PV obtida com o FCC para parâmetro de continuação de 1%.

Como mostrado na Tabela 6-1, para $\Delta V = 1\%$, são necessárias mais soluções do fluxo de carga para gerar os pontos da curva PV acarretando um maior custo computacional para a obtenção do ponto de colapso. Porém isso garante a precisão na determinação desse ponto. Para este caso foi possível determinar o colapso, ou PMC, em $\lambda_{\max} = 25,909$.

Aumentando o parâmetro de continuação para $\Delta V = 10\%$, o ponto crítico foi encontrado em $\lambda_{\max} = 25,901$. Observa-se que não houve diferença no resultado para os dois diferentes valores de ΔV , porém o custo computacional foi menor.

Para o caso estudado o erro na determinação do ponto crítico não foi significativamente afetado pela redução do número de pontos calculados. Entretanto, em geral esse resultado pode não se manter. Outro aspecto a ser analisado é a redução significativa no custo computacional para obtenção do ponto de colapso, representado pelo número total de iterações do Newton Raphson. Mesmo que o número médio de iterações para cada ponto tenha tido um pequeno aumento. Isso ocorre porque para um ΔV pequeno a solução prevista está mais próxima da real e a tendência do Newton Raphson é convergir mais rapidamente, sendo digno de nota, a boa convergência mesmo para $\Delta V = 10\%$. A Tabela 6-1 – Análise comparativa do número de iterações, mostra os resultados obtidos.

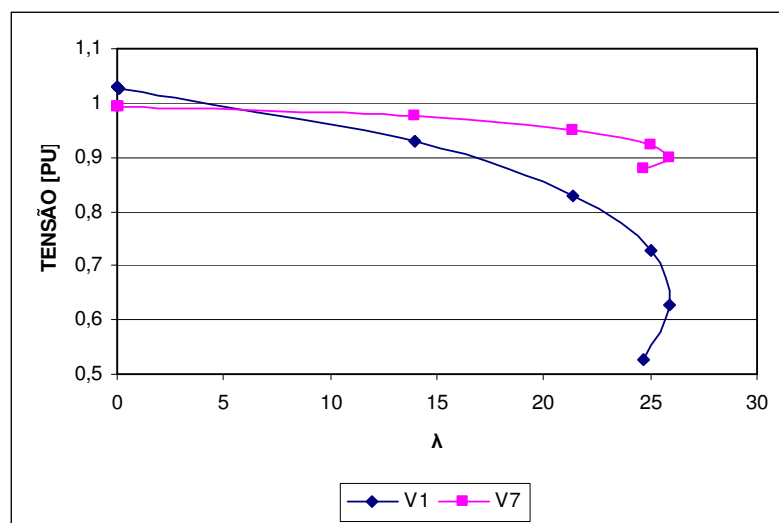


Figura 6-2 – Curva PV obtida com o FCC para parâmetro de continuação de 10%.

O método do FCC serviu como referência na determinação do ponto crítico do sistema, uma vez que a análise da precisão do método do *look ahead* foi feita a partir dos seus resultados.

Tabela 6-1 – Análise comparativa do número de iterações.

	ΔV	
	1%	10%
Número de pontos do FCC	42	7
Número total de iterações do Newton Raphson	127	23
Número médio de iterações do Newton Raphson por ponto do FCC	3,1	3,8

Para a análise do desempenho do *look ahead* foram escolhidas 2 barras do sistema IEEE 300, uma com uma grande variação de tensão, barra 1, e outra com uma pequena variação, barra 7. Foram comparados os resultados obtidos com parâmetro de continuação de 1% e 10%. A curva de 1%, como mostrado anteriormente, possui quarenta e dois pontos enquanto que a de 10% possui sete pontos. Para o cálculo de α , β e γ da equação quadrática do *look ahead* foram considerados os conjuntos contendo os pontos iniciais da curva λV (caso base) e também os pontos próximos a estimativa dada pelo caso base (1º refinamento ou iteração).

A Tabela 6-2 mostra as estimativas obtidas para o $\lambda_{\max}$ para cada um dos casos em questão. Lembrando que o valor real é dado por $\lambda_{\max} = 25,909$.

Tabela 6-2 – Máximos carregamentos das barras analisadas em função do ponto inicial do *look ahead*.

$\Delta V = 1\%$				
	Barra 01		Barra 07	
	Caso base	1º refinamento	Caso base	1º refinamento
	$\lambda_0=0$	$\lambda_0=20,82$	$\lambda_0=0$	$\lambda_0=20,82$
$\lambda_{V_{\max}}$	20,97	-114,7	23,28	32,38
$\Delta V = 10\%$				
	Barra 01		Barra 07	
	Caso base	1º refinamento	Caso base	1º refinamento
	$\lambda_0=0$	$\lambda_0=20,82$	$\lambda_0=0$	$\lambda_0=20,82$
$\lambda_{V_{\max}}$	22,77	25,95	21,15	25,83

Com todos os parâmetros da curva quadrática calculados foi possível desenhar as curvas obtidas do método do *look ahead* sobre os perfis de tensão calculados pelo FCC.

A Figura 6-3 mostra as curvas λV obtidas do FCC e a primeira estimativa do *look ahead*. A estimativa do caso base não foi boa, e mesmo o 1º refinamento, Figura 6-4, mostra que a estimativa não está suficientemente próxima do valor verdadeiro.

As Figuras 6-5 e 6-6 usam a barra sete para estimação do ponto de interesse. Observa-se que a primeira estimativa é inconsistente, Figura 6-5, pois resulta num carregamento negativo. Nesse caso, o *look ahead* errou a forma da curva, invertendo a concavidade, além de mostrar que seu resultado, em geral, não é bom quando os pontos escolhidos estão distantes do ponto de máximo carregamento. Deste modo não é possível usá-la para um 1º refinamento. Usando os pontos intermediários do perfil de tensão obtido pelo FCC, ou seja, mais próximos ao “nariz” da curva PV, é feito o 1º refinamento, que pode ser entendido como uma segunda iteração do método, Figura 6-6, e seu resultado ainda não é adequado, pois se mostra bastante não conservador, isto é, distante do PMC.

A análise utilizando um pequeno parâmetro de continuação, $\Delta V = 1\%$, mostra que a escolha da barra adequada é um fator de grande importância para o sucesso do método *look ahead*.

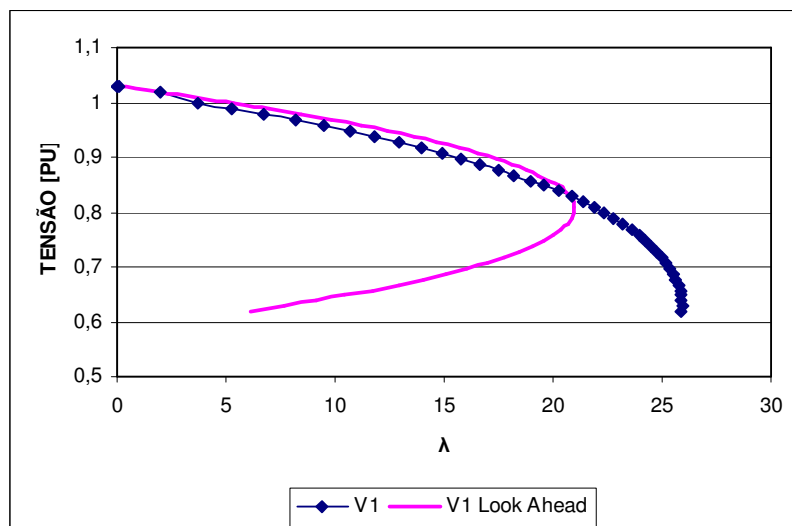


Figura 6-3 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 1% versus *look ahead* para o caso base.

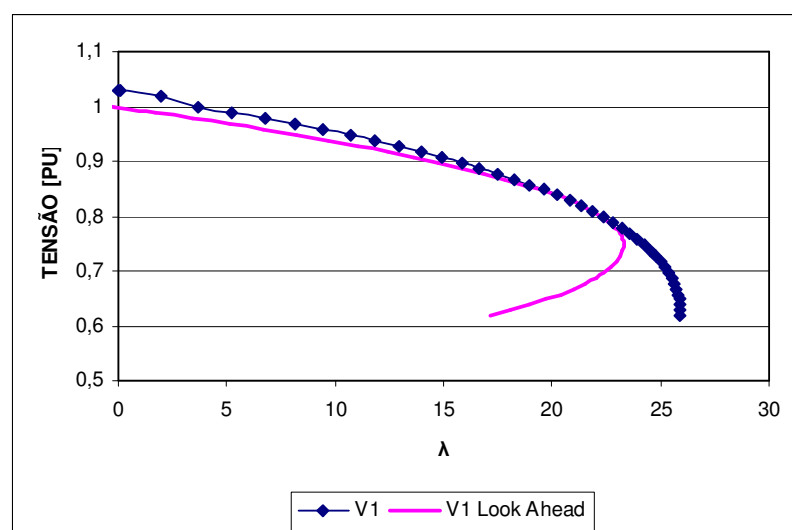


Figura 6-4 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 1% versus *look ahead* para o primeiro refinamento.

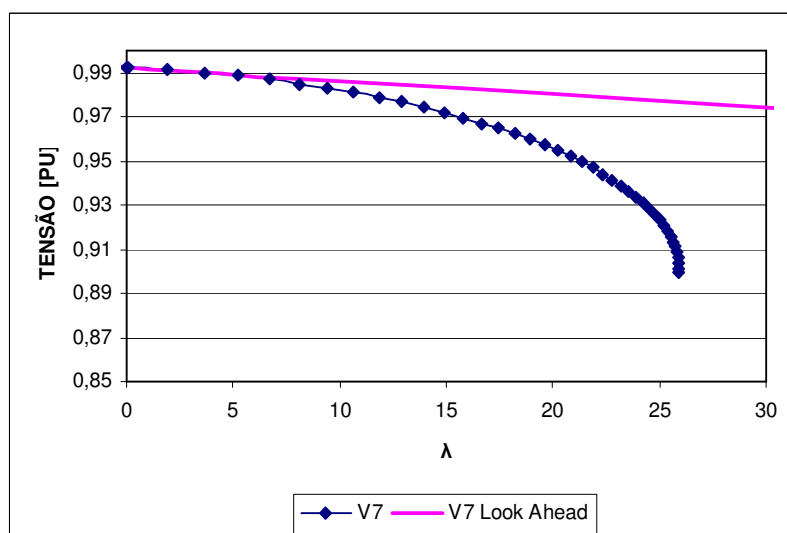


Figura 6-5 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 1% versus *look ahead* para o caso base.

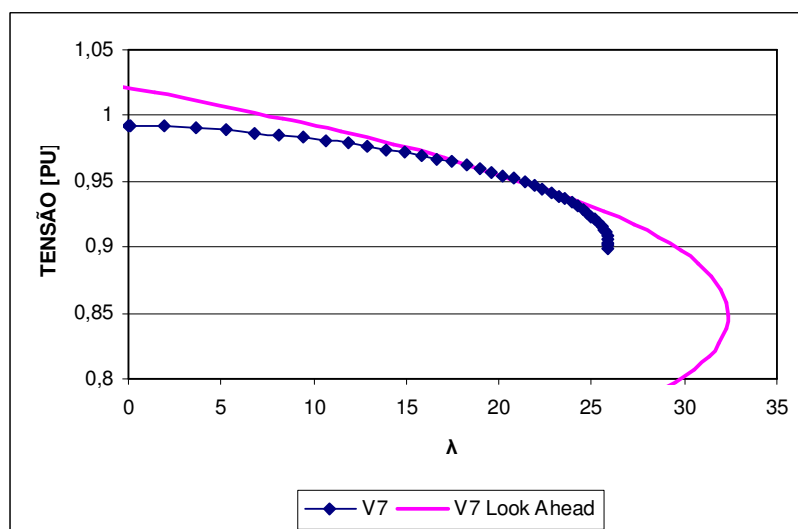


Figura 6-6 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 1% versus *look ahead* para o primeiro refinamento.

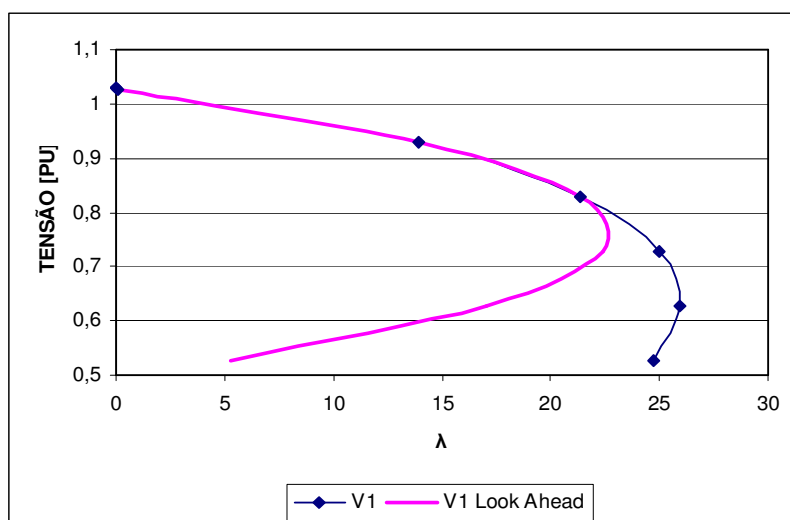


Figura 6-7 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 10% versus *look ahead* para o caso base.

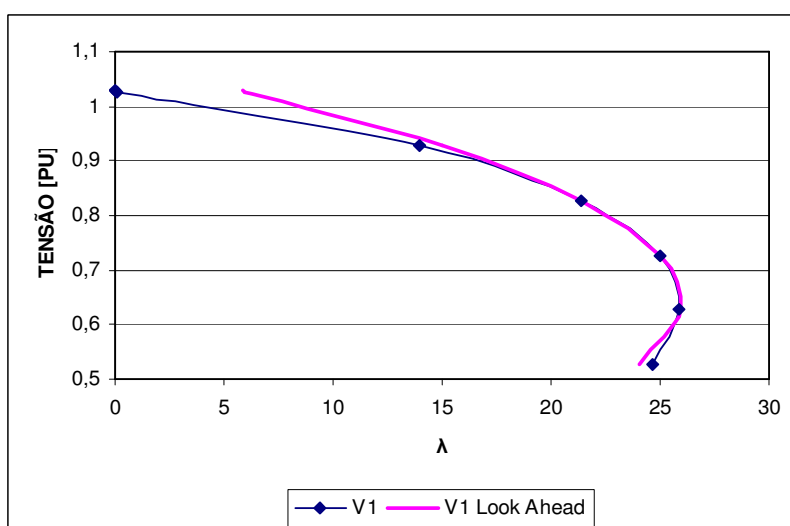


Figura 6-8 – Curva PV da barra 01 para parâmetro de continuação de 10% versus *look ahead* para o primeiro refinamento.

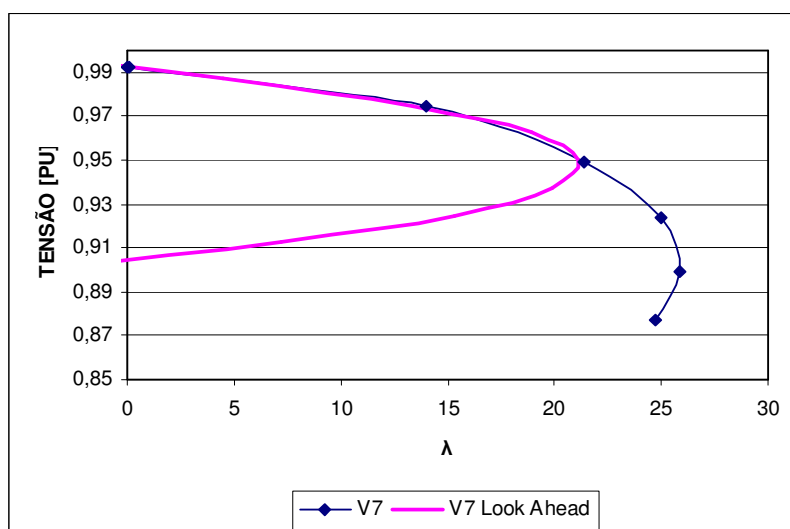


Figura 6-9 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 10% versus *look ahead* para o caso base.

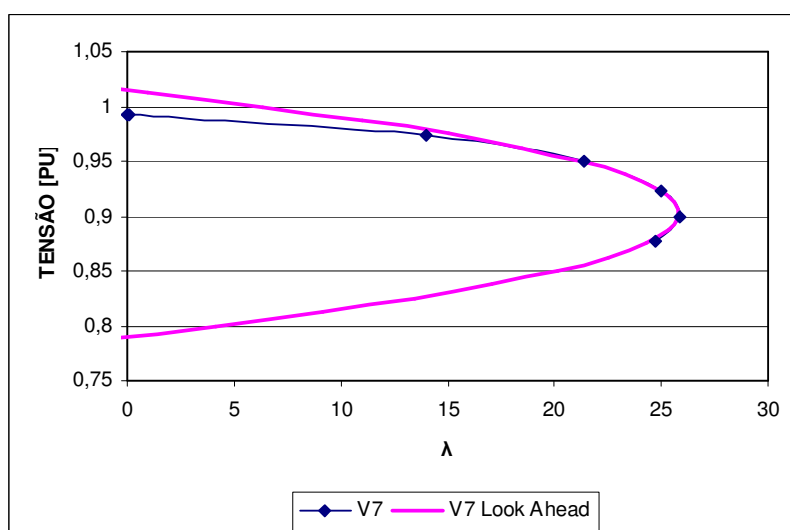


Figura 6-10 – Curva PV da barra 07 para parâmetro de continuação de 10% versus *look ahead* para o primeiro refinamento.

As mesmas situações analisadas anteriormente foram repetidas utilizando os dados obtidos com $\Delta V = 10\%$.

Para a barra 01, Figura 6-7, a estimativa no caso base já mostra um resultado

razoável pois o ponto encontrado já está bem próximo ao ponto crítico. Fazendo o 1º refinamento, obtém-se uma excelente estimativa para o ponto crítico, Figura 6-8.

A utilização da barra sete para o cálculo do ponto crítico apresenta um resultado apenas razoável para o caso base, como pode ser visto na Figura 6-9. Porém, quando se realiza o 1º refinamento, a estimativa obtida repete o bom desempenho observado quando se usa a barra 01, Figura 6-10.

A Tabela 6-3 mostra os erros em relação ao ponto de máximo carregamento obtido pelo método do fluxo de carga continuado verificados para cada análise realizada em relação ao ponto crítico estimado encontrado pelo método do *look ahead*.

Assim, utilizando um parâmetro de continuação favorável (10%), a escolha da barra para estimativa do ponto de máximo carregamento do sistema deixa de ser um fator crítico, pois mesmo uma barra com pequena variação na queda de tensão mostra resultados bastante adequados.

Tabela 6-3 – Erro na estimativa do ponto crítico utilizando a metodologia proposta.

Barra	Estimativa	Erro na estimativa do ponto crítico em relação ao FCC [%]	
		$\Delta V=1\%$	$\Delta V=10\%$
1	Caso Base	19,0	12,1
	1º Refinamento	10,1	0,2
7	Caso Base	342,9	18,3
	1º Refinamento	25,0	0,3

7. CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

Este trabalho apresentou uma análise de propostas de melhoria no método *look ahead* para estimação do ponto de colapso de tensão em Sistemas Elétricos de Potência. Os resultados numéricos obtidos mostram que o resultado da estimativa dada pelo *look ahead* depende fortemente da distância entre os pontos utilizados e a estimativa obtida.

No método original, CHIANG não apresenta um procedimento para escolha conveniente desses pontos. Este trabalho propôs uma metodologia para a escolha destes pontos.

Mesmo aplicando um refinamento da estimativa, isto é, fazendo uma segunda iteração do método, com os novos pontos utilizados a partir do ponto de colapso estimado pela primeira iteração (refinamento), os resultados ainda podem não ser satisfatórios, principalmente se os pontos escolhidos estiverem distantes do ponto de máximo carregamento do sistema. Na proposta foi avaliada a utilização de pontos obtidos do FCC com uma tensão como parâmetro de continuação de 1% e 10% no método do *look ahead*. Para o menor parâmetro de continuação utilizado (1%), foi considerado que os pontos obtidos estavam distantes do ponto crítico, enquanto que os pontos com parâmetro de continuação de 10% estavam mais próximos, o que se demonstrou nos resultados.

Os resultados obtidos mostraram que a proposta minimizou os problemas apresentados pelo *look ahead* original, especialmente quando a barra utilizada para a

previsão não era a mais adequada, ou seja, para barras com uma pequena variação de tensão o método pode obter resultados bastante próximos ao ponto máximo real.

Convém salientar também que o custo computacional não foi significativamente aumentado ao se usar um valor mais elevado do parâmetro de continuação no FCC. Visto que a quantidade de iterações requeridas para a convergência do método de Newton Raphson do FCC não aumentou significativamente quando ΔV passou de 1% para 10%. Isso mostra que os pontos estimados antes da etapa de correção não estavam tão distantes da curva PV.

Como perspectivas futuras para a continuidade da pesquisa pode-se citar a verificação de diferentes valores do parâmetro de continuação para se determinar até que ponto é possível fazer uma estimativa adequada do PMC. Além disso, podem ser usadas formas quadráticas mais complexas para a curva PV, uma formulação do fluxo de carga em coordenadas retangulares, a utilização de novas formas de parametrização do método de continuação e a representação de efeitos devido à dinâmica mais lenta das cargas.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABED, E. H.; ALEXANDER, J. C.; WANG, H.; HAMDAN, A. M. A.; LEE, H. C. Dynamic bifurcations in a power system model exhibiting voltage collapse. *Circuits and Systems*, 1992. ISCAS '92. Proceedings, 1992 IEEE International Symposium on, v. 5, p. 2509 – 2512, 3-6 May 1992.

ABHYANKAR, S. G.; FLUECK, A. J. Simulating voltage collapse dynamics for power systems with constant power load models. *POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING – CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY*, 2008, IEEE, 20-24 July 2008, p. 1 – 6.

AIK, D. L. H.; ANDERSSON, G. Influence of load characteristics on the power voltage stability of hvdc systems, Part 1: basic equations and relationships. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 13, No. 4, Oct. 1998.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416 - 423, Feb. 1992.

AJJARAPU, V.; LEE, B. Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 424 - 431, Feb. 1992.

ALMEIDA, S.; MACHADO, N.; PESTANA, R. Voltage Collapse: Real time and preventive analysis in the portuguese transmission system power tech. 2007 IEEE Lausanne, 1-5 July 2007, p. 1817 – 1822.

ARROYO, J.; DOBSON I. Counterexamples to a method for identifying hopf bifurcations without eigenvalue calculation. **IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs**, Vol. 54, No. 5, May 2007.

BALAMOUGAN, V.; SIDHU, T. S.; SACHDEV, M. S. Technique for online prediction of voltage collapse. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, v. 151, n. 4, p. 453 – 460, 11 Jul 2004.

BEGOVIC, M. M.; PHADKE, A.G. Dynamic simulation of voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 4, p. 1529 - 1534, Nov. 1990.

BOURGIN, F.; TESTUD, G.; HEILBRONN, B.; VERSEILLE, J. Present practices and trends on the French power system to prevent voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 778 - 788, Aug. 1993.

BUDD, C. J.; WILSON, J. P. Bogdanov – takens bifurcation points and sil'nikov homoclinicity in a simple power system model of voltage collapse. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, Vol. 49, No. 5, May 2002.

CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L.; DEMARCO, C. L.; DOBSON, I.; LONG, W. F. Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems, **IEEE Transaction on Power Systems**, Vol. 7, No. 2, pp. 673-683, Aug. 2002.

CHEBBO, A. M.; IRVING, M. R.; STERLING, M. J. H. Reactive power dispatch incorporating voltage stability Generation. Transmission and Distribution [see also IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution], IEE Proceedings C, v. 139, n. 3, p. 253 - 260, May 1992.

CHEN, H.; CHEN, J.; SHI, D.; DUAN, X. Power Flow Study and Voltage Stability Analysis for Distribution Systems with Distributed Generation, 8 pp Montreal, Que Oct. 2006.

CHIANG, H. D.; DOBSON, I.; THOMAS, R. J.; THORP, J. S.; FEKIH-AHMED, L. On voltage collapse in electric power systems. Power Industry Computer Application Conference, 1989. PICA '89, Conference Papers 1-5 May 1989, p. 342 – 349.

CHIANG, H. D.; DOBSON, I.; THOMAS, R. J.; THORP, J.S.; FEKIH-AHMED, L. On voltage collapse in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 2, p. 601 – 611, May 1990.

CHIANG, H. D.; FLUECK, A. J.; SHAH, K. S.; BALU, N. A Practical Tool for Tracing Power System Steady-State Stationary Behavior Due to Load and Generation Variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 623 - 634, May 1995.

CHIANG, H. D.; JEAN-JUMEAU, R. Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 584 - 592, May 1995.

CHIANG, H. D.; WANG C. S.; FLUECK, A. J. Look-ahead voltage and load margin contingency selection functions for large-scale power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, No. 1, Feb. 1997.

CHIANG, H. D.; WANG, C. S.; FLUECK, A. J. *Look ahead* voltage and load margin contingency selection functions for large-scale. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 173 - 180, Feb. 1997.

CHOW, J. C.; FISCHL, R.; YAN, H. On the evaluation of voltage collapse criteria. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 2, p. 612 - 620 , May 1990.

DE SOUZA, A. C. Z.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, No. 3, Aug. 1997.

DOBSON, I. Observations on the geometry of saddle node bifurcation and voltage collapse in electrical power systems. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 39, n. 3, p. 240 - 243, Mar. 1992.

DOBSON, I.; CHIANG, H. D.; THORP, J. S.; FEKIH-AHMED, L. A model of voltage collapse in electric power systems. Decision and Control, 1988., Proceedings of the 27th IEEE Conference on 7-9 Dec. 1988, v.3, p. 2104 – 2109.

DOBSON, I.; GLAVITSCH, H.; LIU, C. C.; TAMURA, Y.; VU, K. Voltage collapse in power systems. Circuits and Devices Magazine, IEEE, v. 8, n. 3, p. 40 - 45, May 1992.

DOBSON, I.; LU, L. Computing an optimum direction in control space to avoid stable node bifurcation and voltage collapse in electric power systems. **IEEE Transactions on Automatic Control**, v. 37, n. 10, p. 1616 - 1620, Oct. 1992.

DOBSON, I.; LU, L. Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 39, n. 9, p. 762 - 766, Sep. 1992.

EBERLY, T. W.; SCHAEFER, R. C. Voltage versus var/power factor regulation on synchronous generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Vol. 38, No. 6, November/December 2002.

FEKIH-AHMED, L.; CHIANG, H. D. Analysis of voltage collapse in structure preserving models of power systems. Circuits and Systems. 1992. ISCAS '92. Proceedings., 1992 IEEE International Symposium on, v. 5, p. 2525 - 2528, 3-6 May 1992.

FENG, Z.; AJJARAPU, V. A practical minimum load shedding strategy to mitigate voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 4, Nov. 1998.

FENG, Z.; AJJARAPU, V., LONG, B. Identification of voltage collapse through direct equilibrium tracing, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 15, No. 1, February 2000.

FENG, Z.; AJJARAPU, V.; LONG, B. Identification of voltage collapse through direct equilibrium tracing. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 1, p. 342 - 349, Feb. 2000.

Força Tarefa “Colapso de Tensão” (1999). Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força – Tarefa “Colapso de Tensão” do GTAD / SCEL / GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, No. 1, Feb. 1997.

GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L.; Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 262 - 272, Feb. 1997.

GUBINA, F.; STRMCNIK, B. Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 788 - 794, May 1995.

GUEDES, R. B. L.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G.; The electrical coupling effect on the behavior of the load flow solutions for voltage collapse purposes. Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, v. 2, p. 1820 - 1825, 6-10 June 2004.

GUEDES, R. B. L.; MARTINS, A. C. P.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. An extended energy function for voltage collapse analysis considering voltage dependent load models. Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna v. 1, p. 6, 23-26 June 2003.

GUO, S. X.; MOMOH, J. A. The homotopy continuation method to approach voltage collapse of electric power systems. Circuits and Systems. 1993., ISCAS '93, 1993 IEEE International Symposium on 3-6 May 1993, v. 4, p. 2644 – 2647.

HALIM, A.; TAKAHASHI, K.; KERMANS SHAHI, B. Lyapunov function for robust voltage stability analysis considering perturbation location. International Conference on Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. Beijing , China, Aug. 1998.

HAU, D. L.; ANDERSSON A. G. Influence of load characteristics on the power voltage stability of hvdc systems, Part 2: Stability margin sensitivity. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 13, No. 4, Oct. 1998.

HAWKINS, N. T. Voltage collapse and its avoidance voltage collapse (Digest No: 1997/101), IEE Colloquium on 24 April 1997, p. 2/1 - 2/6.

HUADONG, S.; XIAOXIN, Z. A Quick Criterion on Judging Short-Term Large-Disturbance Voltage Stability Considering Dynamic Characteristic of Induction Motor Loads, 2006 International Conference on Power System Technology.

HUANG, G. M.; NAIR, N. K. C. Detection of dynamic voltage collapse. Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Chicago, IL, USA. Jul. 2002.

HUANG, G.; ZHU, T. Tcsc as a transient voltage stabilizing controller. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE. Columbus, OH. Feb. 2001.

JASNI, J.; HIZAM, H.; KADIR, M. Z. A.; MARIUN, N.; NOOR, S. B. M. Determination of proximity to static voltage collapse using cpf-gmres method. 2nd

IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), December 1-3, 2008, Johor Baharu, Malaysia.

JEAN-JUMEAU, R.; CHIANG, H. D.; THOMAS, R. J. Efficient computational methods for a practical performance index and the exact voltage collapse point in electric power systems. *Decision and Control, 1992., Proceedings of the 31st IEEE Conference on*, 16-18 Dec. 1992, v. 3, p. 2910 – 2915.

K, KIMT et al. Methods for Calculating Oscillations in Large Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, No. 4, Nov. 1997.

KASHEM, M. A.; GANAPATHY, V.; JASMON, G. B. Network reconfiguration for enhancement of voltage stability in distribution networks. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.**, Vol. 147, No. 3, May 2000.

KLARIC, M.; KUZLE, I.; TESNJAK, S. Undervoltage load shedding using global voltage collapse index. *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, 10-13 Oct. 2004, v. 1, p. 453 – 459.

KOESSLER, R. J.; QIU, W.; PATEL, M.; CLARK, H. K. Voltage stability study of the pjm system following extreme disturbances. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 22, No. 1, February 2007.

LEE, B. H.; LEE, K. Y. A study on voltage collapse mechanism in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 966 - 974, Aug. 1991.

LIU, Y.; WU J.; NI Y.; WU, F.F. Voltage collapse mechanism based on system circuit and its solution manifolds. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE, v. 3, p. 1548 - 1553, 15-19 Jul. 2001.

LIU, Y.; YAN, Z.; NI, Y.; WU, F. A geometrical study on voltage collapse mechanisms of power systems. Circuits and Systems, 2004. ISCAS '04. Proceedings of the 2004 International Symposium on, v. 5, 23-26 May 2004, p. V-908 - V-911.

LO, K. L.; ZHU, T. X.; TSO, S. K.; ZENG, Q. Y. Different aspects of voltage collapse assessment and enhancement Voltage Collapse (Digest No: 1997/101), IEE Colloquium on 24 April 1997, p. 6/1 - 6/8.

LONG, B. AJJARAPU, V. A critical review of the applications of homotopy and continuation methods to power system analysis, Proc. of the 28th North American Power Symposium, M.I.T., pp. 8-15. 1996.

MAKAROV, Y. V.; HILL, D. J., DONG, Z. Y. Computation of bifurcation boundaries for power systems: a new Δ – plane method. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, Vol. 47, No. 4, April 2000.

MANSOUR, Y. Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis. IEEE Power Engineering Subcommittee Rep. 93TH0620-5-PWR, 1993.

MITHULANANTHAN, N.; CAÑIZARES, C. A.; REEVE J. Indices to detect hopf bifurcations in power systems. NAPS-2000, Waterloo, ON, October 2000.

OHTSUKI, H.; YOKOYAMA, A.; SEKINE, Y. Reverse action of on-load tap changer in association with voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 1, p. 300 - 306, Feb. 1991.

PAN, C. T.; HONG, Y. H. Calculation of the critical point of voltage collapse of power systems. IEEE TENCON, 1993, Beijing.

PINTO, H. P.; PEREIRA, J. L. R.; MARTINS, N. Needs and improvements in power flow analysis, VII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 21 a 26 de Maio de 2000, Curitiba (PR) – BRASIL.

PRAPROST, K. L.; LOPARO, K. A. An energy function method for determining voltage collapse during a power system transient. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 41, n. 10, p. 635 - 651, Oct. 1994.

SAPKOTA, B.; VITTAL, V. Study of Voltage Collapse Cases of a Large Power System Using Static and Dynamic Approaches, Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, Seattle, WA, Mar. 2009.

SCHLUETER, R. A. A voltage stability security assessment method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1423 - 1438, Nov. 1998.

SCHLUETER, R. A.; HU, I. P.; CHANG, M. W.; LO, J. C.; COSTI, A. Methods for determining proximity to voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 1, p. 285 - 292, Feb. 1991.

SEKINE, Y.; OHTSUKI, H. Cascaded voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 1, p. 250 – 256, Feb. 1990.

SEYDEL, R. From Equilibrium to Chaos: Practical Bifurcation and Stability Analysis, 2a ed., Springer, 1994 – Verlag, New York.

SUGANYADEVIA, M. V.; BABULALB, C. K. Estimating of loadability margin of a power system by comparing voltage stability indices, INTERNATIONAL CONFERENCE ON “CONTROL, AUTOMATION, COMMUNICATION AND ENERGY CONSERVATION -2009, 4th-6th Jun. 2009.

TALEBI, N.; SHAFIEE, M.; SUBRAMANIAM, B.; KARAMDEL, J. Limit Induced Bifurcation Due to Series Connected FACTS Devices during voltage collapse phenomena industrial and information systems. First International Conference on, 8-11 Aug. 2006, p. 36 – 39.

TRIPATHY, M.; MISHRA, S. Bacteria foraging-based solution to optimize both real power loss and voltage stability limit. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 22, No. 1, Feb. 2007.

VARGAS, L. D.; QUINTANA, V. G.; MIRANDA, R. D. Voltage collapse scenario in the chilean interconnected system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 14, No. 4, Nov. 1999.

VARGAS, L. S.; CANIZARES, C. A. Time dependence of controls to avoid voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1367 - 1375, Nov. 2000.

VARGAS, L. S.; CAÑIZARES, C. A. Time dependence of controls to avoid voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 15, No. 4, Nov. 2000.

VARGAS, L.; QUINTANA, V. H.; MIRANDA, D. R. Voltage collapse scenario in the Chilean interconnected system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 4, p. 1415 - 1421, Nov. 1999.

VENKATESH, B.; ROST A.; CHANG L. Dynamic voltage collapse index — wind generator application. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 22, No. 1, Jan. 2007.

VERBIC, G.; GUBINA, F. A new concept of protection against voltage collapse based on local phasors. *Power System Technology*, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on, v. 2, 4-7 Dec. 2000, p. 965 – 970.

VERBIC, G.; GUBINA, F. A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 2, p. 576 - 581, Apr. 2004.

VU, K.T.; LIU, C. C. Shrinking stability regions and expanding voltage collapse regions of power systems. *Circuits and Systems*, 1991. IEEE International Symposium on, v. 2, p. 966 - 969, 11-14 Jun. 1991.

VU, K.T.; LIU, C. C. Shrinking stability regions and voltage collapse in power systems. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 39, n. 4, p. 271 - 289, Apr. 1992.

WANG Y.; DA SILVA L.C.P.; XU, W. Investigation of the relationship between ill-conditioned power flow and voltage collapse. **IEEE Power Engineering Review**, Jul. 2000.

WANG, H. O.; ABED, E. H.; HAMDAN, A. M. A. Bifurcations, chaos, and crises in voltage collapse of a model power system. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 41, n. 4, p. 294 - 302, Apr. 1994.

ZHAO, J.; CHIANG, H. D.; LI, H. Enhanced look-ahead load margin estimation for voltage security assessment. Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE. Jul. 2003.

ZHOU, Y.; AJJARAPU, V. A fast algorithm for identification and tracing of voltage and oscillatory stability margin boundaries. **IEEE Proceedings**. Vol. 93, n. 5, May 2005, pp 934-946.