José Geraldo Barreto Monteiro de Andrade

**Uma contribuição ao estudo da estabilidade
de tensão em sistemas elétricos de potência:
novos aspectos relacionados à representação
da carga**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

São Paulo
2007

José Geraldo Barreto Monteiro de Andrade

**Uma contribuição ao estudo da estabilidade
de tensão em sistemas elétricos de potência:
novos aspectos relacionados à representação
da carga**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Hernán Prieto Schmidt

São Paulo
2007

Esse exemplar foi revisado e alterado em relação a versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 7 de novembro de 2007

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Ficha Catalográfica - Edição Revisada

Andrade, José Geraldo Barreto Monteiro de

Uma contribuição ao estudo da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência: novos aspectos relacionados à representação da carga. São Paulo, 2007.

117p.

Tese (Doutorado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Modelagem da Carga. 2. Estabilidade de Tensão. 3. Análise Modal. 4. Modelagem Multimáquina I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. II. Título.

À minha noiva Daniela pelo carinho e compreensão.

Aos meus pais e à minha irmã.

Agradecimentos

Ao professor Hernán Prieto Schmidt pelo apoio, crédito e estímulo durante a execução desse trabalho.

Ao professor Clóvis Goldemberg pela ajuda no entendimento, modelagem e implementação dos dispositivos de controle utilizados nesse trabalho.

Aos professores Carlos Márcio Vieira Tahan e José Antônio Jardini pelo envolvimento em projetos de pesquisa.

Ao amigo Eduardo Lorenzetti Pellini pelas discussões relacionadas à modelagem da máquina síncrona.

Ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas pelo suporte financeiro concedido à publicação e apresentação de parte desse trabalho no exterior.

Aos amigos Adriano, Chicão, Giovanni, Mikio, Ricardo e Su.

Aos demais amigos e colegas cujos nomes deixaram de ser citados por inteira culpa e esquecimento do autor.

Resumo

Esse trabalho investiga o impacto do comportamento transitório e em regime permanente da carga sobre a estabilidade de tensão do sistema elétrico. Para isso, utiliza-se uma modelagem detalhada da rede elétrica, capaz de representar os principais eventos inerentes aos fenômenos de instabilidade e colapso de tensão. A simulação numérica do sistema algébrico-diferencial resultante é realizada utilizando-se o solver *DASSLC*. Ao final desse trabalho, faz-se uma análise da resposta dos diferentes modelos de carga sobre a estabilidade de tensão do sistema de 14 barras do IEEE.

Abstract

This work investigates the impact of transient and steady state load behavior on power systems voltage stability. In order to do this, a detailed electric power system model is used to reproduce the main aspects of voltage instability and collapse phenomena. The numerical solution of the resulting non-linear differential-algebraic equations is carried out by using the *DASSLC* solver. An analysis of different load models behaviour for some voltage instability situations is presented for IEEE 14 bus system.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Lista de Abreviaturas

1	Introdução	1
1.1	Objetivos	2
1.2	Contribuições	3
1.3	Organização da tese	3
2	O Problema da Estabilidade de Tensão	5
2.1	Introdução	5
2.2	Descrição e causas do Colapso de Tensão	5
2.3	Um exemplo de colapso de tensão	7
2.4	Escopo do presente trabalho	9
3	Revisão Bibliográfica	12
3.1	Introdução	12
3.2	Controle de Segurança	12
3.3	Monitoramento de Segurança	13
3.4	Análise de Segurança	14
3.4.1	Avaliação de Contingências	15
3.4.2	Metodologias baseadas no fluxo de potência pós-contingência	16

3.4.3	Metodologias baseadas no Fluxo de Potência para casos não-resolvíveis	17
3.4.4	Metodologia baseada em Curvas VQ	18
3.4.5	Metodologias baseadas na simulação temporal	19
3.5	Metodologias para Determinação da Margem de Segurança	20
3.5.1	Métodos de Continuação	21
3.5.2	Métodos de Otimização	22
3.5.3	Métodos baseados nas múltiplas soluções do fluxo de potência . . .	25
3.5.4	Métodos baseados na análise de bifurcações	25
3.5.5	Simulação temporal acoplada com análise de sensibilidade	26
3.6	Determinação dos Limites de Segurança	28
4	Modelagem dinâmica do sistema elétrico voltada para o problema da estabilidade de tensão.	33
4.1	Objetivos	33
4.2	Modelagem dinâmica do sistema elétrico	33
4.2.1	Unidade Geradora	34
4.2.1.1	Máquina Síncrona	34
4.2.1.2	Controle de Excitação (Regulador de Tensão)	36
4.2.1.3	Limitador de Sobre-Excitação	37
4.2.2	Transformadores com Controle Automático de Tape	38
4.2.3	Modelos de cargas	38
4.2.3.1	Modelos estáticos das cargas	38
4.2.3.2	Modelos dinâmicos das cargas	39
4.2.3.3	Motor de Indução	41
4.2.4	Demais elementos da rede elétrica	42
4.2.5	O equacionamento multi-máquina	42
4.3	A Representação Genérica do Sistema Elétrico	43

4.4	O integrador algébrico-diferencial DASSLC	44
4.4.1	Uma visão geral sobre métodos de integração numérica	44
4.4.2	Uma análise breve da estabilidade dos métodos de integração	45
4.4.3	Sobre sistemas de equações rígidas (<i>stiff</i>)	46
4.4.4	O método de Diferenciação Regressiva	47
4.5	Ferramentas desenvolvidas neste trabalho	48
4.5.1	O programa de fluxo de potência FLOW	49
4.5.1.1	Solução do fluxo de potência	49
4.5.1.2	Análise modal	52
4.5.2	O programa DSIM	55
4.5.2.1	Recursos disponíveis	55
4.5.2.2	Tratamento dos limites nos controles	56
4.6	Resultados para o sistema de 10 barras da BPA	58
5	Análise de estabilidade de tensão utilizando modelos de carga estáticos e dinâmicos	63
5.1	Objetivos	63
5.2	Alguns aspectos sobre o comportamento da carga	63
5.3	Impacto das sensibilidades da carga sobre a estabilidade de tensão	67
5.3.1	Impacto das sensibilidades em regime permanente (α_S e β_S)	68
5.3.2	Impacto das sensibilidades transitórias (α_T e β_T)	69
5.4	Impacto dos controles sobre a resposta transitória da carga	71
5.5	Impacto das cargas dinâmicas sobre a estabilidade de tensão	74
5.5.1	Avaliação do ponto de máximo carregamento	75
5.5.2	Avaliação do limite de carregamento pós-contingência	80
5.5.3	Impacto sobre o "alívio de carga"	82
6	Conclusões	84

6.1	Resumo geral	84
6.2	Principais contribuições	84
6.2.1	Análise do impacto dos modelos de carga sobre as margens de estabilidade de tensão.	84
6.2.2	Aplicação do <i>solver</i> DASSLC para análise dinâmica da estabilidade de tensão	85
6.2.3	Outras contribuições	85
6.3	Trabalhos futuros	86
6.3.1	Investigação de modelos de carga mais realistas	86
6.3.2	Inclusão de mais modelos de controle no simulador	86
6.3.3	Determinação de ações corretivas	86
Anexo A – Dados dos Sistemas Simulados		88
A.1	Sistema Exemplo - Capítulo 2	88
A.2	Sistema BPA de 10 barras - Capítulo 4	90
A.3	Sistema de 2 barras - Capítulo 5	93
A.4	Sistema IEEE de 14 barras - Capítulo 5	94
Anexo B – Uma introdução breve à DASSLC		97
Referências		111

Lista de Figuras

2.1	Sistema Exemplo para ilustrar um Colapso de Tensão.	8
2.2	Tensão nas barras do sistema exemplo.	8
2.3	Tensão de Campo do Gerador utilizado no sistema exemplo.	9
3.1	Subdivisões do Controle de Segurança.	12
3.2	Princípio do <i>Iterative Filtering</i>	17
3.3	Curva VQ	18
3.4	Conceito de Limite de Carregamento.	21
3.5	Cenários possíveis para um gerador e seus controles.	23
3.6	Distância entre os pontos de equilíbrio Estável e Instável.	25
3.7	Restauração de cargas com potência constante.	27
3.8	Sistema exemplo para ilustrar o conceito de limite de operação seguro. . .	28
3.9	Efeito das ações de pré e pós contingência.	29
3.10	Relação entre o limite de carregamento (pós-contingência) e o limite de operação seguro.	30
3.11	Funcionamento do <i>Binary Search</i>	30
3.12	Funcionamento do <i>Simultaneous Binary Search</i>	31
4.1	Sistema de controle de excitação.	34
4.2	Modelo de 1ª ordem do Regulador de Tensão.	36
4.3	Modelo do Limitador de Sobre-Excitação.	37
4.4	Circuito equivalente para o modelo transitório do motor.	41
4.5	Escalas de tempo dos componentes do sistema elétrico.	44
4.6	Curva de capacidade do gerador.	51

4.7	Controlador com limites.	56
4.8	Anti-windup: técnica <i>Tracking</i>	57
4.9	Anti-windup: técnica <i>FeedBack-Reset</i>	57
4.10	Sistema de 10 barras da BPA.	58
4.11	Tensão barra 11 - Casos A e B.	59
4.12	Tensões nas barra 10 e 11 - caso C.	60
4.13	Tape do LTC 10 11 - caso C.	60
4.14	Correntes de campo geradores 2 e 3 - caso C.	61
4.15	Tensão na barra 11 - casos C e D.	61
4.16	Torque e corrente do motor - caso D.	62
4.17	Escorregamento do motor - caso D.	62
5.1	Diagrama unifilar simplificado de um transformador de subestação.	63
5.2	Comportamento dinâmico da carga.	64
5.3	<i>Load Recovery</i> - Modelo Hill.	65
5.4	Comportamento da Potência ativa para $\Delta V = 30\%$	66
5.5	Comportamento da Potência reativa para $\Delta V = 30\%$	67
5.6	Sistema de duas barras.	68
5.7	Impacto das sensibilidades em regime permanente (α_S).	68
5.8	Impacto das sensibilidades em regime transitório (α_T).	69
5.9	Potência absorvida pela carga para diferentes valores de α_T	70
5.10	Análise estática vs dinâmica do mecanismo de <i>load recovery</i>	71
5.11	Mecanismo de <i>load recovery</i> da potência ativa - ação irrestrita do AVR. . .	72
5.12	Mecanismo de <i>load recovery</i> da potência reativa - ação irrestrita do AVR. .	72
5.13	Mecanismo de <i>load recovery</i> da potência ativa - ação limitada do AVR. . .	73
5.14	Mecanismo de <i>load recovery</i> da potência reativa - ação limitada do AVR. .	73
5.15	Fatores de participação - modo EigJRQV1 (IEEE 14 barras).	75

5.16	PMC - barra14: diferentes modelos de carga.	76
5.17	Curvas PV - barra14: diferentes modelos de carga.	76
5.18	Curvas QV - barra14: diferentes modelos de carga.	77
5.19	Curvas PV - barra14: impacto dos limites nos AVR's	77
5.20	Curvas QV - barra14: impacto dos limites nos AVR's	78
5.21	Motor (barra 14): Relação entre os torques eletromagnético e mecânico. . .	78
5.22	Motor (barra 14): Evolução temporal do comportamento.	79
5.23	Curvas ZV pós contingência (barra14).	81
5.24	Curvas PV pós contingência (barra14).	81
5.25	Curvas QV pós contingência (barra14).	82
5.26	Aumento na margem de carregamento devido ao corte de carga (barra14). .	83

Lista de Tabelas

4.1	Equacionamento multi-máquina do sistema elétrico.	43
4.2	coeficientes das fórmulas BDF até ordem 6	47
4.3	Tipos de barra considerados no programa FLOW.	49
4.4	Eventos contemplados no programa DSIM.	56
4.5	Hipóteses adotadas na simulação do sistema BPA de 10 barras.	59
5.1	Parâmetros utilizados nos modelos Hill e Ihara.	67
5.2	Autovalores JRQV - IEEE 14 barras.	74
5.3	Modelos dinâmicos para carga localizada na barra 14.	75
5.4	Avaliação das Contingências - IEEE 14 barras.	80

Lista de Abreviaturas

AVRs Automatic Voltage Regulators

EADs Equações Algébrico-Diferenciais

LTCs Load Tap Changers

OXLs Over-Excitation Limiters

1 Introdução

No mundo inteiro os sistemas elétricos de potência estão enfrentando um processo de reestruturação devido, principalmente, a fatores de ordem econômica e ambiental. Sob a ótica da economia, a nova realidade imposta aos sistemas elétricos de potência caracteriza-se por um ambiente competitivo, entre outros fatores, oriundo da dispersão da capacidade geradora em muitas companhias. Sob a ótica ambiental, os recursos naturais necessários à expansão desses sistemas se tornam cada vez mais escassos e existem pressões sociais para que esses recursos sejam economizados ao máximo com o intuito de minimizar as agressões ao meio ambiente.

Como consequência direta dos fatores supracitados a possibilidade de atendimento de novas demandas através da expansão física dos sistemas elétricos de potência, com a implantação de novas unidades geradoras e linhas de transmissão, fica significativamente reduzida. Além disso, as reservas de geração e transmissão devem ser cada vez menores para minimizar os custos de produção e transmissão da energia de forma a garantir a competitividade das empresas e economizar os recursos naturais escassos. Esses fatos fazem com que os sistemas de potência tenham de operar com margens de estabilidade cada vez mais reduzidas.

Para que os sistemas de potência sigam operando com padrões adequados de qualidade e segurança faz-se necessário conhecer muito bem seus limites de operação viável e, em muitos casos, adotar medidas capazes de aumentar artificialmente suas margens de estabilidade. Nesse contexto, a preocupação com a análise de segurança passa a assumir um papel de destaque nas etapas de planejamento, operação e controle (em tempo real) dos sistemas elétricos de potência.

Em particular os dois fatores anteriores, juntamente com o comportamento da carga, são citados por diversos autores (CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994) como causas principais para a ocorrência dos fenômenos conhecidos como Instabilidade de Tensão e Colapso de Tensão. Esses fenômenos foram responsáveis por incidentes, em diversas partes do mundo, documentados em várias publicações (COUNAN et al., 1993;

MILLER et al., 1993; AJJARAPU; LEE, 1992) e por isso passaram a ser considerados como um dos aspectos mais importantes na análise de segurança de sistemas de potência altamente carregados (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Nesse contexto, o presente trabalho aborda o problema da estabilidade de tensão sob um ponto de vista dinâmico analisando alguns aspectos relacionados à modelagem da carga que podem resultar em aumento ou redução das margens de estabilidade de tensão do sistema elétrico.

1.1 Objetivos

Esse trabalho tem como principal objetivo investigar o impacto dos diferentes modelos de carga propostos sobre os principais índices adotados para aferir as margens de estabilidade de tensão do sistema elétrico, a citar: limites de carregamento pré-contingência e limites de carregamento pós-contingência.

Além disso, podem-se mencionar uma série de objetivos secundários cuja investigação fez-se necessária para concluir esse trabalho, a citar:

- Técnicas para inclusão de dispositivos de controle no modelo do fluxo de potência, como: reguladores de tensão dos geradores (KLUMP; OVERBYE, 2000) e transformadores com controle automático de tape (PETTERSON; MEYER, 1971; POWELL, 2005);
- Técnicas "anti-windup" (FERNANDES, 2001) para inclusão dos limites dos reguladores automáticos de tensão (**AVRs**) e limitadores de sobreexcitação (**OXLs**) no modelo dinâmico dos geradores;
- Métodos numéricos multi-passo para solução de sistemas de equações algébrico-diferenciais rígidas (E. CAMPBELL S. L., 1996; ASCHER; PETZOLD, 1998; F. VIEIRA R. C., 2003);
- Métodos numéricos para cálculo dos autovalores e dos autovetores esquerdos e direitos em sistemas matriciais assimétricos (ANDERSON et al., 1999);
- Métodos numéricos recentes para solução de sistemas matriciais esparsos (PANDIT; SOMAN; KHAPARDE, 2001, 2002);
- Técnicas de programação orientada a objetos (HAKAVIK; HOLEN, 1994; NOR; MOKHLIS; GANI, 2004) aplicadas a modelagem de sistemas de potência.

1.2 Contribuições

As principais contribuições deste trabalho, analisadas no Capítulo 6, são brevemente relacionadas abaixo:

- Análise do impacto dos modelos de carga abordados recentemente em (NAVARRO, 2005) sobre as margens de estabilidade de tensão do sistema elétrico utilizando simulações dinâmicas (modelagem multimáquina);
- Comparação dos resultados obtidos a partir do modelo multimáquina citado com os oriundos do modelo baseado nas equações do fluxo de potência, tradicionalmente utilizado para avaliação em tempo-real do limites de estabilidade de tensão (SAVULESCU, 2005);
- Aplicação pioneira do *solver* DASSLC (SECCHI, 1992; F. VIEIRA R. C., 2003) para simulação dinâmica multimáquina de sistemas de potência.

1.3 Organização da tese

Este trabalho está organizado da seguinte forma.

- O capítulo 2 fornece uma introdução ao problema elétrico da estabilidade de tensão. O problema é descrito segundo uma perspectiva qualitativa, apresentando uma análise de suas causas principais. Uma simulação exemplo de um colapso de tensão é incluída com o intuito de ilustrar alguns mecanismos que são observados durante o processo de instabilidade de tensão. Ao final desse capítulo especifica-se detalhadamente o escopo desse trabalho.
- O capítulo 3 contém uma revisão geral da literatura que aborda o assunto estabilidade de tensão. Devido ao elevado número de trabalhos existentes nessa linha de pesquisa, as contribuições são apresentadas segundo os principais problemas elétricos existentes no contexto de Controle de Segurança.
- O capítulo 4 descreve o simulador dinâmico DSIM desenvolvido neste trabalho. Primeiramente apresenta-se a modelagem multi-máquina do sistema elétrico utilizada para abordar o problema da estabilidade de tensão e o método numérico empregado pelo *solver* DASSLC. A seguir, discutem-se aspectos relacionados à análise modal expandida (SILVA et al., 2002) utilizada como ferramenta auxiliar nesse trabalho para

avaliar a estabilidade de tensão dos sistemas analisados. Ao final desse capítulo, apresenta-se a validação das ferramentas desenvolvidas, através da simulação de alguns cenários no sistema elétrico de 10 barras da BPA, cujos resultados são amplamente divulgados e conhecidos na literatura técnica (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994; CIGRE, 1995; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

- O capítulo 5 apresenta alguns aspectos relacionados ao comportamento dinâmico da carga sobre a estabilidade de tensão. Analisam-se suas respostas transitórias e em regime permanente através de sistemas exemplo. A seguir, avalia-se o impacto da interação entre os controles existentes e o comportamento dos modelos dinâmicos de carga sobre alguns dos principais índices adotados para avaliar a estabilidade de tensão utilizando o sistema de 14 barras do IEEE.
- O capítulo 6 apresenta as conclusões desse trabalho.

2 O Problema da Estabilidade de Tensão

2.1 Introdução

Esse capítulo apresenta o problema da Estabilidade de Tensão. Inicialmente esse problema elétrico é descrito de uma forma qualitativa. Uma simulação de colapso de tensão é apresentada com o intuito de ilustrar as principais causas relacionadas a esse tipo de instabilidade.

2.2 Descrição e causas do Colapso de Tensão

Apesar da probabilidade de ocorrência de um colapso de tensão ser muito baixa, as consequências desse fenômeno são tão sérias que justificam os grandes esforços dispendidos na sua investigação. Exemplos práticos de colapsos de tensão foram observados na França (CHEIMANOFF; CURROYER, 1980; COUNAN et al., 1993), Japão (KURITA; SAKURAI, 1988), Estados Unidos (MILLER et al., 1993), Grécia (VOURNAS et al., 2000) e muitos outros países.

A instabilidade de tensão pode se manifestar de diversas maneiras, mas, geralmente, segue o seguinte mecanismo: primeiro observa-se um declínio lento na tensão de barras pertencentes a uma determinada área. Durante esse período, não existem indicadores físicos claros que possam ser utilizados pelos operadores sobre um processo iminente de colapso de tensão. Esse primeiro estágio pode se manter durante vários minutos e já se observou que alguns dispositivos utilizados no controle automático de tensão, como compensadores de reativos e transformadores com controle automático de tape (**LTCs**), podem piorar a situação. O segundo período é rápido (durando apenas alguns segundos) e se caracteriza pela propagação das péssimas condições locais (afundamento das tensões e abertura dos ângulos nas barras) por todo o resto do sistema (SCHMIDT, 1994).

Existem diversas causas que podem levar um sistema a instabilidade de tensão. Como uma possível causa de "longo-prazo" pode-se mencionar situações em que a expansão do sistema elétrico não acompanha o crescimento da demanda das cargas devido a restrições econômicas e operacionais. Assim, vários sistemas interconectados encontram-se operando mais próximos que nunca de seus limites admissíveis máximos, muito freqüentemente em condições para as quais não foram projetados. Por outro lado, entre as possíveis causas de "curto-prazo" pode-se citar eventos como saídas de linhas e variações aleatórias da demanda nas cargas em sistemas atuando na proximidade de seu limite seguro.

A instabilidade de tensão também está associada a um suporte reativo inadequado. Se essa condição é verificada, pelo menos em uma determinada área, a potência reativa precisa ser fornecida por uma fonte localizada em outra área. Sabe-se que "fluxos elevados de potência reativa" provocam aumentos nas "perdas reativas" e afundamentos das tensões nas barras. Além disso, podem fazer os geradores atingirem seus limites de fornecimento de potência reativa. O colapso de tensão pode ocorrer quando esse desequilíbrio entre a geração e a carga não pode ser corrigido através de uma redução limitada da tensão.

Em alguns exemplos práticos de colapso de tensão observou-se que os ângulos das barras e a frequência do sistema mantiveram-se quase que inalterados durante o decaimento das tensões, e em outras situações observou-se que eles acompanharam esse decaimento. Em casos de colapsos de tensão induzidos por distúrbios, observou-se também situações em que o sistema alcançou um estado estável apresentando tensões significativamente reduzidas nas barras, a estabilidade somente foi perdida devido às ações de controles nas cargas e/ou atuações dos limitadores de potência reativa nos geradores.

Sabe-se que as cargas do sistema possuem um papel essencial no processo de instabilidade de tensão, especialmente aquelas conhecidas como "cargas rígidas" (*stiff loads*). Esse termo refere-se as cargas que possuem dispositivos de controle automático, cuja finalidade é manter a potência absorvida pela carga inalterada independentemente do nível de tensão a que essa é submetida. As ações desses tipos de dispositivo de controle podem ser bastante prejudiciais ao sistema, especialmente em situações nas quais faz-se necessário algum nível de alívio de carga para que o sistema atinja um novo ponto de operação estável. As cargas rígidas normalmente exibem um comportamento dinâmico caracterizado por constantes de tempo da ordem de minutos e, dessa forma, podem ser consideradas "dispositivos lentos". Motores de indução, apesar de possuírem uma resposta dinâmica muito mais rápida que as cargas rígidas, também contribuem significativamente para o processo de instabilidade de tensão devido ao seu comportamento em baixas tensões. Nessas situações, os motores de indução absorvem grandes quantidades de potência reativa e podem apresentar até

travamento do rotor.

Além das cargas, também convém ressaltar o papel desempenhado pelos seguintes controles: controladores automáticos de tape (**LTCs**) nos transformadores, reguladores de tensão (**AVRs**) e limitadores de sobre-excitação (**OXLs**) nos geradores, além dos controles para desconexão automática de carga em tensões baixas. Sabe-se que os LTCs podem, em algumas situações, contribuir para o agravamento do processo de instabilidade de tensão e, em outras, podem melhorar a estabilidade do sistema (ZHU; TSO; LO, 2000; PEREIRA et al., 2004; VOURNAS; KARYSTIANOS, 2004). O comportamento dinâmico dos AVRs e OXLs pode manter a estabilidade de tensão do sistema ou agravar a situação de tal forma que uma situação de estabilidade aparente pode evoluir rapidamente para um estado de colapso, especialmente quando a sobrecarga de potência reativa nos geradores é elevada e persiste por um intervalo de tempo considerável (CUTSEM, 2000). Similarmente, a atuação dos controles para desconexão automática de carga pode fazer a diferença entre uma evolução rápida para um colapso de tensão e uma situação de estabilidade desde que a parcela "correta" da carga seja desconectada do sistema no instante de tempo adequado (CUTSEM; MOORS; LEFEBVRE, 2002; LEFEBVRE; MOORS; CUTSEM, 2003; LEFEBVRE; BERNARD; CUTSEM, 2004). O capítulo 3 apresenta algumas pesquisas recentes voltadas ao monitoramento e ajuste desses dispositivos com o objetivo de melhorar a estabilidade de tensão do sistema.

2.3 Um exemplo de colapso de tensão

Com o objetivo de ilustrar alguns aspectos físicos do processo de instabilidade de tensão, apresenta-se, a seguir, um exemplo de colapso de tensão para o sistema da figura 2.1. Os dados desse sistema encontram-se no anexo A e baseiam-se em parâmetros reais de dispositivos encontrados nas referências (KUNDUR, 1994; ANDERSON; FOUAD, 2002). Os resultados apresentados a seguir foram obtidos utilizando ferramentas estáticas e dinâmicas para análise de estabilidade de tensão desenvolvidas durante a confecção deste trabalho e são apresentadas no capítulo 4.

A figura 2.1 ilustra um sistema em que a carga, situada na barra 4, exige uma demanda excessiva de potências ativa e reativa (no caso 50 MW e 41 MVar) que não pode ser suprida unicamente pelo gerador hidráulico de 40 MVA localizado na barra 2. A fim de suprir a demanda imposta pela carga, a barra 3 foi interligada com um sistema próximo, aqui representado por uma barra "swing", através de duas¹ linhas de 138kV. Essa solução

¹A rigor, mais de três linhas deveriam existir a fim de atender ao critério N-1.

Figura 2.1: Sistema Exemplo para ilustrar um Colapso de Tensão.

viabiliza o atendimento da demanda exigida pela carga em que cerca de 79% da potência aparente é fornecida pelo sistema interligado através das linhas de 138kV e os outros 21% são supridos pelo gerador localizado na barra 2 (vide solução do fluxo no anexo A.1).

Claramente o cenário descrito exemplifica uma situação em que a restrição econômica impede uma expansão adequada do sistema. Essa afirmação pode ser facilmente verificada na figura 2.2 que mostra a evolução temporal das tensões nas barras 2, 3 e 4 após a simulação de uma contingência em $t=36$ s para uma das linhas de 138kV.

Figura 2.2: Tensão nas barras do sistema exemplo.

Observando a figura 2.2 percebe-se que, logo após a contingência, as tensões nas barras 2, 3 e 4 apresentam um afundamento para, respectivamente, 0.95 pu, 0.87 pu e 0.78 pu. A seguir, observa-se que, durante cerca de 20 s, essas três tensões apresentam uma tendência gradual de queda culminando, no instante $t=56$ s, em uma situação de colapso com essas tensões atingindo, respectivamente, 0.90 pu, 0.84 pu e 0.69 pu.

A figura 2.3 apresenta a evolução temporal da tensão de campo para o gerador localizado na barra 2. Observa-se que, imediatamente após a retirada de uma das linhas de 138kV

em $t=36$ s, esse gerador passa a suprir gradualmente a demanda por reativos imposta pela carga. No instante $t=47$ s, o gerador atinge seu limite máximo para fornecimento de potência reativa e, a partir desse instante, a carga passa a apresentar um declínio cada vez mais acentuado de sua tensão fruto da inexistência de um suporte reativo local. Esse declínio, por sua vez torna a situação mais grave, uma vez que ele provoca também a queda das tensões nas barras 2 e 3 comprometendo ainda mais o fluxo de reativos em direção a barra 4.

Figura 2.3: Tensão de Campo do Gerador utilizado no sistema exemplo.

Após a análise acima conclui-se que o sistema exemplo atingiu o colapso de tensão devido à conjugação de duas causas mencionadas anteriormente: uma causa de "longo prazo", que pode ser atribuída à adoção da interconexão através de uma linha adicional de 138kV sem prever um reforço do suporte reativo local, e uma causa de "curto prazo", que pode ser atribuída à saída de uma das linhas utilizadas na interconexão cujo o impacto não foi contemplado nos estudos de avaliação de curto prazo da operação desse sistema (ONS, 2002).

2.4 Escopo do presente trabalho

Qualquer estudo de instabilidade de tensão têm por objetivos principais: *(i)* avaliar o quão o estado de operação atual do sistema se encontra próximo de um colapso de tensão e *(ii)* identificar através de qual mecanismo esse estado poderia ser afastado de um colapso de tensão.

O primeiro objetivo é atingido através do estabelecimento de indicadores capazes de quantificar o quão próximo do colapso de tensão o estado atual do sistema se encontra. Um indicador ideal deve atender aos seguintes requisitos:

- *significado*: a métrica utilizada no indicador está fisicamente relacionada a grandezas elétricas (tensão, injeções de potência reativa, etc.).
- *confiabilidade*: o indicador deve ser suficientemente confiável de forma a evitar erros na classificação do estado de operação do sistema.
- *eficiência*: o indicador deve ser avaliado com o menor esforço computacional possível (especialmente no âmbito de aplicações em tempo real).

Com relação ao segundo objetivo, faz-se necessário analisar os principais fatores responsáveis por levar o sistema a uma situação de colapso de modo a: entender fisicamente o fenômeno e disparar as ações corretivas necessárias, preferencialmente em tempo real.

Sabe-se que o problema da Estabilidade de Tensão possui uma natureza dinâmica, entretanto ele pode ser analisado através de modelos estáticos e/ou dinâmicos dependendo de qual dos dois objetivos anteriores se pretende alcançar e do nível de precisão requerido para se proceder à avaliação de segurança.

A utilização de modelos estáticos, em sua maioria baseados no modelo do fluxo de potência, permite estabelecer limites de segurança em relação ao estado de operação atual do sistema (SAUER; PAI, 2005) e quando utilizados juntamente com ferramentas para cálculo de sensibilidades (SOUZA; QUINTANA, 1994; GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997) e análise de autovalores (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992; MORISON; GAO; KUNDUR, 1993) permitem obter informações importantes relacionadas: a sensibilidade do ponto de operação do sistema em relação a parâmetros do sistema (como a variação da demanda nas carga, o ajuste dos LTCs, etc) e a adoção de ações corretivas.

Os modelos dinâmicos por sua vez, além de possibilitarem uma avaliação mais precisa do estado de operação do sistema, permitem um melhor entendimento do mecanismo de instabilidade, uma vez que reproduzem, cronologicamente, a trajetória que leva o sistema ao colapso. Apesar dos avanços nas técnicas numéricas para solução de sistemas de equações algébrico-diferenciais (ASTIC; BIHAIN; JEROSOLIMSKI, 1994; ASCHER; PETZOLD, 1998) essas metodologias ainda são consideradas inadequadas para aplicação em tempo real (VOURNAS; CUTSEM, 2005).

Convém ressaltar que a idéia de se caracterizar a instabilidade de tensão como um mecanismo de "longo prazo" não pode ser considerada plenamente verdadeira, uma vez que alguns estudos já apresentaram situações em que esse fenômeno se manifesta através de uma instabilidade de "curto prazo" (DEUSE; STUBBE, 1993; KURITA et al., 1993; CUTSEM; VOURNAS, 1996; CUTSEM; MAILHOT, 1997).

O presente trabalho faz uma análise comparativa entre os principais índices adotados para aferir as margens de estabilidade de tensão nos sistemas elétricos, a citar: limites de carregamento pré-contingência (vide item 3.5) e limites de carregamento pós-contingência (vide item 3.5) obtidos partir das modelagens estática e dinâmica. Na abordagem estática utilizam-se os modelos de carga Exponencial e ZIP (PERFORMANCE, 1993, 1995) e na abordagem dinâmica acrescentam-se os modelos de carga propostos em (HILL, 1993) e (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994), recentemente validados através de medições de campo em (NAVARRO, 2005), além de um modelo de 3ª ordem para motores de indução (ONG, 1997). Nesse ponto convém ressaltar que, até o presente momento, não existem trabalhos na literatura que contenham resultados provenientes do modelo (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994) para os índices anteriormente citados, por isso esse tópico está relacionado no item 1.2 deste trabalho.

3 Revisão Bibliográfica

3.1 Introdução

Esse capítulo apresenta uma visão geral sobre assunto Análise de Estabilidade de Tensão. Pelo fato desse assunto ser muito vasto, optou-se por apresentar as principais contribuições segundo um critério orientado aos principais problemas abordados no Controle de Segurança (CUTSEM; VOURNAS, 1998; CANIZARES, 2002).

3.2 Controle de Segurança

Conforme visto anteriormente, as restrições ambientais e econômicas juntamente com a crescente demanda por energia impõem requisitos mais severos e exigem metodologias de análise mais complexas para viabilizar o funcionamento dos sistemas elétricos de potência segundo padrões de qualidade e segurança adequados. Nesse contexto, o controle de segurança possui um papel muito importante nos processos de planejamento, operação e controle uma vez que esse tem por objetivo manter o sistema funcionando em estado normal (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Para isso, esse controle é subdividido em quatro processos de avaliação, cada um com seu foco específico, apresentados na figura 3.1.

Figura 3.1: Subdivisões do Controle de Segurança.

A seguir define-se o escopo de cada um desses processos de avaliação e, para cada um

deles, apresentam-se os principais trabalhos com foco no problema da estabilidade de tensão.

3.3 Monitoramento de Segurança

Consiste basicamente em monitorar as variáveis associadas ao comportamento do sistema de potência com o objetivo de verificar se os limites máximos e mínimos dessas variáveis foram violados e, em caso de alguma violação, disparar as ações necessárias para afastá-lo de um possível colapso de tensão.

Em (TARANTO et al., 2000) os autores analisam o impacto da aplicação de um Controle Secundário de Tensão na área do Rio de Janeiro frente a cenários de contingência simples e de aumento da carga no sub-sistema da Light. Para isso, utilizam uma ferramenta de simulação rápida no tempo, vide item 3.4.5, que permite avaliar o desempenho do controle proposto frente aos cenários citados. Além disso, os autores apresentam uma análise de sensibilidade desse controle em função da seleção da barra piloto e das fontes de reativos que o integram. As simulações apresentadas ilustram as melhorias alcançadas no controle dos perfis de tensões e no aumento da margem de estabilidade dessa região caso esse controle seja implantado.

Em (VOURNAS; KARYSTIANOS, 2004) os autores propõem uma estratégia denominada "reversão do tape" para os controladores automáticos de tape localizados nos transformadores das subestações de distribuição. Resumidamente, a lógica de "reversão do tape" consiste em inverter a barra de tensão controlada, originalmente situada do lado da média tensão (carga), para o lado da alta tensão (transmissão) quando a tensão do lado da alta fica abaixo de um limiar V_L . A barra de tensão controlada retorna ao lado da baixa tensão assim que a tensão do lado da alta ultrapassa um limiar V_H . Os autores identificam quais controladores automáticos de tape devem ter sua lógica revertida através de uma técnica de otimização cujo objetivo é maximizar a margem de carregamento através de alterações nos ajustes dos **LTCs**. Essa formulação baseia-se na determinação das sensibilidades dos **LTCs** em função da margem de carregamento do sistema (DOBSON; LU, 1992; GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997). Ao final os autores concluem que a técnica de "reversão do tape" é vantajosa em relação às técnicas tradicionais (TAYLOR, 1994) como "bloqueio do tape" e "redução do ajuste do **LTC**".

Em (HISKENS; GONG, 2005) os autores propõem uma estratégia de controle "não-disruptiva" para as cargas. Essa estratégia baseia-se em um controle preditivo que, através de um mo-

delo simplificado da carga, prevê seu comportamento em um instante de tempo próximo. Com base nessa previsão, o controle indica qual seria a quantidade necessária de carga a ser cortada a fim de manter a tensão na barra dentro de limites aceitáveis para evitar a ocorrência de um colapso de tensão. Os autores ressaltam que essa estratégia requer a implantação de uma estrutura hierárquica descentralizada para o controle das cargas.

Em (OLIVEIRA, 2005) os autores apresentam uma metodologia para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema, via redespacho da potência ativa nos geradores, quando este é submetido a uma contingência. Com esse objetivo, faz-se uma análise comparativa do uso de diferentes "tipos" de fatores de participação dos geradores no fluxo de potência ótimo, a citar:

- Fatores de participação unitários.
- Fatores de participação calculados a partir da Matriz Jacobiana do Fluxo de Potência.
- Fatores de participação calculados a partir da Matriz de Sensibilidades $P\theta$.
- Fatores de participação calculados a partir da Matriz de Estados do Sistema.

Após essa análise os autores concluem que não existe um único "tipo" de fator de participação que, se incluído na formulação do fluxo de potência ótimo, resulta na obtenção do melhor despacho da potência ativa dos geradores para aumentar a margem de estabilidade do sistema. Apenas observou-se que a aplicação dos fatores de participação baseados na Matriz $P\theta$, proposta em (SILVA et al., 2002), sempre resultou em margens de estabilidade maiores quando comparadas ao cenário em que a metodologia não foi aplicada.

3.4 Análise de Segurança

Consiste em verificar a capacidade do sistema de potência em superar distúrbios. Um sistema é considerado seguro se ele é capaz de superar cada um dos distúrbios especificados sem entrar em estado de emergência, ou seja, se nenhuma das variáveis associadas ao seu comportamento viola os seus limites máximo e mínimo.

A definição anterior pressupõe que a resposta do sistema seja verificada contra todos os distúrbios possíveis, porém esse critério é considerado bastante severo para ser aplicado em sistemas reais. Assim, na prática, a segurança do sistema é verificada com relação a um conjunto de distúrbios que possuem uma maior probabilidade de ocorrência. Na

literatura esses distúrbios são denominados contingências e o processo de se analisar a segurança do sistema é conhecido por avaliação de contingências.

3.4.1 Avaliação de Contingências

O critério N-1 é bastante utilizado para aferir a segurança de um sistema frente a um conjunto de contingências: "O sistema deve ser capaz de suportar a saída de uma linha de transmissão ou gerador sem entrar em um estado de emergência". Adicionalmente, quando se pretende aferir a segurança sob uma ótica de estabilidade de tensão, pode-se acrescentar que, após a contingência, nenhum dos geradores em serviço opere sob limitação de fornecimento de potência reativa.

Em algumas situações pode-se acrescentar a avaliação de contingências múltiplas ao critério de segurança, desde que essas possam ser relacionadas a uma causa comum que possui uma probabilidade significativa de ocorrência. Um exemplo típico dessa situação seria avaliar a segurança do sistema frente a um cenário em que um atraso na eliminação de um curto-circuito em uma barra dispara a atuação de sua proteção diferencial que, por sua vez, retira de operação as várias linhas de transmissão conectadas a essa barra.

Um outro aspecto importante na avaliação de segurança refere-se à influência dos controles de pós-contingência. Sabe-se que os dispositivos de proteção podem contribuir para estabilizar o sistema na sua configuração pós-contingência e, desse modo, sua influência deve ser incluída na análise de segurança. Uma prática comum é avaliar a capacidade de o sistema superar as contingências com somente a ajuda dos controles pós-contingência que não exercem nenhum impacto direto ou indireto sobre os consumidores. Assim, podem-se classificar os dispositivos de proteção, relevantes ao problema de estabilidade de tensão, em dois grupos:

- Aqueles que não impactam os consumidores, como: chaveamento de reatores e/ou capacitores de derivação, aumento no ajuste dos reguladores de tensão dos geradores e o controle de tensão secundário.
- Aqueles que impactam os consumidores, como: bloqueio e/ou redução no ajuste do LTCs e a desconexão de parte e/ou totalidade da carga.

Dessa forma, pode-se primeiramente proceder à avaliação de contingência incluindo somente a influência dos controles que não impactam os consumidores e, de forma complementar, verificar a adequação dos demais controles em relação a distúrbios mais severos,

como curtos-circuitos e contingências múltiplas que usualmente não são incluídos nessa avaliação.

Para análise da estabilidade de tensão de "longo-prazo" as contingências relevantes consistem na simulação de saídas de linhas de transmissão e geradores. Já para análise de "curto-prazo" a resposta do sistema a curtos-circuitos também precisa ser investigada. A seguir apresentam-se as principais vertentes para a análise de contingências segundo o foco da estabilidade de tensão.

3.4.2 Metodologias baseadas no fluxo de potência pós-contingência

Consistem em utilizar as equações do fluxo de potência com o objetivo de verificar se o sistema analisado na situação de pós-contingência apresenta um ponto de equilíbrio. Caso esse ponto de equilíbrio não exista o fluxo de potência divergirá. Apesar de se tratar de uma metodologia bastante simples e com excelente desempenho computacional, possui as seguintes desvantagens:

- Não há como ter certeza se a divergência apresentada por essa metodologia pode ser atribuída à existência de um problema real de instabilidade de tensão ou a problemas de natureza numérica.
- Mesmo em uma situação real de instabilidade de tensão, a metodologia não fornece informações relacionadas à natureza do problema e sua localização.
- A inclusão dos efeitos produzidos pela atuação de dispositivos discretos não é simples, uma vez que sua atuação é extremamente dependente da evolução temporal do sistema.
- Essa metodologia é incapaz de detectar instabilidades cuja natureza está relacionada com a falta de atração do ponto de operação pós-contingência em relação ao ponto de equilíbrio existente (instabilidade tipo LT-2) (CUTSEM; VOURNAS, 1996).

Em (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992) os autores propõem uma metodologia para avaliação da estabilidade de tensão aplicada a sistemas de grande porte baseada nos programas VSTAB (EPRI's Voltage Stability Program) e ETMSP (EPRI's Extended Transient/Midterm stability Program). Além disso, uma comparação entre resultados obtidos utilizando a técnica estática baseada nos fluxos de potência pós-contingência (VSTAB) e a técnica dinâmica (ETMSP) é apresentada.

Também baseado nesse princípio (VAAHEDI et al., 1999) propõe um índice denominado *Reactive Support Index* (RSI) para a avaliação on-line de contingências. Nesse mesmo trabalho os autores propõem uma metodologia denominada *Iterative Filtering* (IF) para selecionar de forma mais precisa as N contingências mais severas dentre uma lista de contingências a serem analisadas. O funcionamento desta metodologia é ilustrado na figura 3.2. Basicamente, o *Iterative Filtering* consiste em aplicar níveis de stress decrescentes (deslocando o ponto C para a esquerda na figura 3.2), a partir do limite de carregamento pré-contingência (ponto A na figura 3.2) e resolver os fluxos de potência para todas as situações de pós-contingências pendentes para análise. A cada passo, descartam-se somente as contingências para as quais o fluxo de potência convergiu (vide curvas pontilhadas na figura 3.2). O processo para quando restarem apenas as N contingências mais severas.

Figura 3.2: Princípio do *Iterative Filtering*.

Em (CUTSEM; MOISSE; MAILHOT, 1999) os autores propõem uma metodologia para análise de contingências mais rigorosa que o trabalho supracitado pois permite a inclusão da influência dos controles e operadores nas situações de pré e pós-contingência. Esse trabalho é discutido mais detalhadamente na Sec. 3.6.

3.4.3 Metodologias baseadas no Fluxo de Potência para casos não-resolvíveis

Vários autores (IWAMOTO; TAMURA, 1981; OVERBYE, 1994, 1995) propuseram alterações no método de Newton-Raphson com o intuito de lidar com situações de difícil convergência ou ausência de solução. Em particular a solução proposta em (IWAMOTO; TAMURA, 1981) permite identificar quando a solução efetivamente não existe devido a uma instabilidade de tensão e, além disso, fornece uma indicação de como restaurar o sistema. Os traba-

lhos (OVERBYE, 1994) e (OVERBYE, 1995) baseiam-se em (IWAMOTO; TAMURA, 1981) e propõem uma metodologia para determinar a mínima desconexão de carga a fim de restaurar a estabilidade de tensão.

3.4.4 Metodologia baseada em Curvas VQ

Utilizadas em (MANSOUR et al., 1994) e (CHOWDHURY; TAYLOR, 2000) consiste em alocar um gerador fictício com potência ativa nula (condensador síncrono) em uma barra do sistema de forma a garantir a convergência do fluxo de potência. A seguir, simula-se o fluxo de potência para uma série de valores impostos à tensão do condensador síncrono e determina-se a curva VQ a partir dos valores obtidos para potência reativa injetada. Supondo que a barra analisada não possua compensação reativa, o ponto de operação atual encontra-se na ordenada com potência reativa nula (correspondente à remoção do gerador fictício), vide figura 3.3, e a margem de potência reativa ΔQ na barra é estimada a partir da distância do ponto de operação ao mínimo da curva VQ, vide figura 3.3.

Figura 3.3: Curva VQ

Além de viabilizar a solução do fluxo de potência em situações de difícil convergência essa metodologia permite obter uma margem de potência reativa para garantir a estabilidade de tensão. Apesar dessas vantagens, essa metodologia:

- Requer um conhecimento prévio do sistema uma vez que o gerador fictício precisa ser alocado nas barras "mais susceptíveis" a um eventual colapso de tensão.
- Fornece uma margem de potência reativa que não corresponde a um padrão de

carregamento real, uma vez que essa é obtida concentrando a injeção de potência reativa em uma única barra do sistema.

3.4.5 Metodologias baseadas na simulação temporal

Baseiam-se na modelagem detalhada do sistema de potência através de um sistema de equações algébrico-diferenciais contínuas e discretas. A evolução temporal do sistema pode ser obtida através da integração numérica do sistema "acoplado" (KUNDUR, 1994) ou através do princípio da simulação quase estática (QSS), em que as equações diferenciais correspondentes à dinâmica rápida são substituídas por equações algébricas (CUTSEM; VOURNAS, 1996; KURITA et al., 1993). Essas metodologias apresentam as seguintes vantagens:

- Permitem avaliar outros "mecanismos de instabilidade" (CUTSEM; VOURNAS, 1996) além da perda de equilíbrio contemplada nas metodologias anteriormente citadas.
- Os resultados obtidos são considerados mais confiáveis (CHOWDHURY; TAYLOR, 2000; MORISON; GAO; KUNDUR, 1993) uma vez que a modelagem dos equipamentos e controle é mais precisa.
- Produzem resultados detalhados que permitem: analisar a seqüência de eventos que levou o sistema à instabilidade e/ou ao colapso e obter informações que viabilizem a adoção de ações corretivas.

Apesar dos avanços alcançados nos métodos de integração numérica, através de algoritmos para o controle automático do passo de integração (DEUSE; STUBBE, 1993), alguns autores argumentam que o desempenho alcançado ainda é insuficiente para aplicações em tempo real (CUTSEM, 2000).

A modelagem através da simulação quase-estática (QSS) aumenta consideravelmente o desempenho desses métodos viabilizando sua aplicação em tempo real (CUTSEM; MAI-LHOT, 1997) porém não permite analisar todos os "mecanismos de instabilidade" possíveis em cenários de instabilidade de tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

3.5 Metodologias para Determinação da Margem de Segurança

Consiste em verificar o quão distante o sistema elétrico de potência pode se afastar do ponto de operação atual, e ainda permanecer no estado seguro. Esse desvio do ponto de operação é originado por alterações significativas e lentas nos *parâmetros de stress* do sistema (aqueles que os operadores podem observar e/ou controlar), como por exemplo, a demanda da carga e o despacho dos geradores. O *parâmetro de stress* também é caracterizado por uma direção no espaço de parâmetros, como por exemplo, a participação das barras no aumento da carga ou no novo despacho dos geradores. Definir as margens de segurança é particularmente necessário em um ambiente irrestrito de comercialização de energia que está prevalecendo em um número crescente de países. Nesse, o operador precisa saber qual seria o aumento aceitável de carga ou de transferência de potência a fim de manter o sistema seguro. As principais margens de segurança utilizadas na literatura são as seguintes:

- **Limite de carregamento pré-contingência:** consiste em submeter o sistema a níveis crescentes de *stress* até torná-lo inseguro (ou instável). Tem por objetivo verificar a capacidade do sistema em suportar, por exemplo, um aumento de carga previsto ou um novo cenário de despacho nos geradores.
- **Limite de carregamento pós-contingência:** consiste em aplicar uma contingência ao sistema e, em seguida, submetê-lo a níveis crescentes de *stress* até torná-lo inseguro (ou instável). Tem por objetivo avaliar a margem de carregamento que deve permanecer após uma contingência: trata-se de uma medida de robustez do sistema.

Os limites anteriores podem ser visualizados no espaço de parâmetros $\mathbf{p}$ na figura 3.4 onde Σ é a superfície de bifurcação¹. Partindo de um ponto de operação $\mathbf{O}$ e incrementando o *parâmetro de stress* μ ao longo da direção $\mathbf{d}$, o limite de carregamento ou de operação é atingido no ponto $\mathbf{L}$.

Quando as cargas se comportam como potência constante, um espaço de parâmetros conveniente é o espaço de potências. Quando as cargas possuem uma dependência com a tensão, a superfície de bifurcação não coincide com a superfície de máxima transferência de potência, ou seja, o Jacobiano do sistema não se anula quando esse é submetido à potência

¹O conceito de bifurcação está associado a mudanças na estrutura qualitativa (número de pontos de equilíbrio, estabilidade) de um sistema de equações algébrico-diferenciais devido a pequenas variações de seus parâmetros.

Figura 3.4: Conceito de Limite de Carregamento.

máxima "transportável" pela rede (CUTSEM; VOURNAS, 1998; CANIZARES, 2002). Nessa situação as curvas VP, VQ ou VS não são consideradas diagramas de bifurcação (o "nariz da curva" não corresponde a uma bifurcação do sistema dinâmico). A seguir apresentam-se as principais metodologias focadas na determinação da margem de segurança.

3.5.1 Métodos de Continuação

Também conhecidos como Fluxos de Potência Continuados, consistem em calcular automaticamente o trajeto das soluções do sistema de potência a partir de um caso base até o seu limite de carregamento. Esse trajeto é obtido a partir de um método preditor-corretor incrementando um *parâmetro de continuação*, usualmente a potência ativa ou reativa, a partir de seu valor no caso base. Próximo ao ponto crítico (ou limite de carregamento) o método apresenta dificuldades de convergência contornadas através de uma lógica que detecta esse problema e muda o *parâmetro de continuação* (AJJARAPU; CHRISTY, 1992). Alguns trabalhos propõem melhorias para o desempenho do método como em (CHIANG et al., 1995; CANIZARES; ALVARADO, 1993). Apesar de permitir a inclusão de controles, como reguladores de tensão e limites de corrente de campo nos geradores, a modelagem desses dispositivos não é precisa uma vez sua atuação não se baseia na evolução temporal do sistema.

3.5.2 Métodos de Otimização

São conhecidos também como métodos diretos uma vez que o limite de carregamento é calculado diretamente sem a necessidade de se determinar soluções intermediárias a partir do caso base. Vários trabalhos que utilizam métodos de otimização baseiam-se em uma formulação do problema de máximo carregamento similar à descrita na equação (3.1):

$$\begin{cases} \max \mu \\ \text{sujeito a } \varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

E a relação entre $\mathbf{p}$ e μ é dada por:

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}^0 + \mu \cdot \mathbf{d} = 0 \quad (3.2)$$

onde: μ é o parâmetro de stress escolhido

$\varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p})$ é o jacobiano do sistema

$\mathbf{p}$ é o vetor de stress

$\mathbf{u}$ é o vetor de variáveis do problema;

$\mathbf{d}$ é a direção de stress.

A referência (CUTSEM; VOURNAS, 1998) analisa a formulação anterior, que despreza os limites dos geradores, e demonstra que o resultado desse problema de otimização é dado pelo Lagrangiano.

$$\iota = \zeta(\mathbf{p}) + \mathbf{w}^T \cdot \varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p}) \quad (3.3)$$

onde: ι é o lagrangiano;

$\zeta(\mathbf{p})$ é uma função escalar do vetor de stress $\mathbf{p}$.

Em que os multiplicadores de Lagrange ($\mathbf{w}$), obtidos na solução do problema descrito, correspondem aos componentes do autovetor esquerdo associado ao autovalor nulo (no limite de carregamento). Assim, o vetor $\mathbf{w}$ pode ser utilizado para determinar estratégias para os controles preventivos e corretivos (CUTSEM, 1991).

Em (OBADINA; BERG, 1988; CUTSEM, 1991) acrescenta-se a ação dos limites dos impostos pelos reguladores de tensão e limitadores de corrente de campo nos geradores (limites de potência reativa). Em (CUTSEM; VOURNAS, 1998) os autores analisam uma formulação

genérica para essa situação, apresentada a seguir:

$$\begin{cases} \max \mu \\ \text{sujeito a } \varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \\ \psi(\mathbf{u}, \mathbf{p}) \geq 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

E a relação entre $\mathbf{p}$ e μ é dada por:

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}^0 + \mu \cdot \mathbf{d} = 0$$

onde: μ é o parâmetro de stress escolhido

$\varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p})$ é o jacobiano do sistema

$\psi(\mathbf{u}, \mathbf{p})$ representa as restrições dos reguladores de tensão ou limitadores de corrente de campo

$\mathbf{p}$ é o vetor de stress

$\mathbf{d}$ é a direção de stress.

E o resultado desse problema de otimização é dado pelo Lagrangiano:

$$\iota = \zeta(\mathbf{p}) + \mathbf{w}_\varphi^T \cdot \varphi(\mathbf{u}, \mathbf{p}) + \mathbf{w}_\psi^T \cdot \psi(\mathbf{u}, \mathbf{p}). \quad (3.5)$$

Em que os multiplicadores de Lagrange $\mathbf{w}_\varphi$ e $\mathbf{w}_\psi$ obtidos correspondem, respectivamente, às restrições de igualdade e desigualdade. Analisando essa formulação (CUTSEM; VOURNAS, 1998) concluem que a resposta obtida pode corresponder a uma situação em que o limite de carregamento não corresponde a uma bifurcação *Saddle-node* e sim a um *breaking-point* (ponto em que a resposta do gerador deixa de ser controlada pelo regulador de tensão e passa a ser regida pelo limitador de corrente de campo). A figura 3.5 a seguir ilustra essas duas situações para um gerador.

Figura 3.5: Cenários possíveis para um gerador e seus controles.

Tendo em vista a formulação (3.4), observa-se na figura 3.5(a) que o método converge primeiramente para o ponto A (devido à restrição imposta pelo regulador de tensão) e, a partir desse ponto, a restrição do limitador de corrente de campo faz com que a solução convirja corretamente para o ponto C. Já na figura 3.5(b) o método converge inicialmente para o ponto A (idem ao ocorrido no cenário anterior), porém a restrição correspondente ao limitador de corrente de campo faz com que a solução se desloque para o ponto C de forma incorreta, pois o limite de carregamento corresponde ao *breaking-point* A. Para evitar isso, (CUTSEM, 1991) propõe verificar se o valor da tensão começa a aumentar com o incremento do *parâmetro de stress* μ , caso isso ocorra conclui-se que o limite de carregamento já foi atingido e corresponde ao ponto A.

Os autores em (CUTSEM; VOURNAS, 1998) ressaltam que um ponto chave para a formulação anterior é a identificação correta de quais geradores estão sob controle dos reguladores de tensão e quais estão sob limitação da corrente de campo. Em (CUTSEM, 1991) esse problema é resolvido aplicando-se primeiramente a formulação que despreza os controles nos geradores e, baseado nas potências reativas fornecidas pelos mesmos decide-se quais dos geradores têm sua corrente de campo limitada e quais permanecem somente sob influência do regulador de tensão.

Em (IRISARRI et al., 1997; PARKER; MORRISON; SUTANTO, 1996) os autores utilizam uma formulação baseada no método dos pontos interiores para resolver esse problema de otimização. Esse método permite lidar de maneira "mais natural" com os controles dos geradores, porém exige a solução de um sistema linear com dimensão muito maior à formulação anterior, assim faz-se necessário o uso de técnicas de esparsidade a fim de manter o desempenho computacional superior aos métodos de continuação.

Em (GRANVILLE; MELLO; MELO, 1996) os autores utilizam o método dos pontos interiores para formular o problema de máximo carregamento de forma "reversa", ou seja, o objetivo é minimizar a quantidade de ações de controle, no caso somente considerou-se a desconexão de carga, a fim de restaurar a estabilidade do sistema.

Além do bom desempenho computacional, os métodos de otimização permitem a inclusão de aspectos "mais tradicionais" na sua função objetivo assim, por exemplo, poder-se-ia obter a máxima transferência de potência como parte de um problema de despacho econômico incluindo os custos associados aos geradores existentes na rede ou minimizando o total de compensação reativa.

3.5.3 Métodos baseados nas múltiplas soluções do fluxo de potência

Ao contrário das metodologias discutidas até agora, os métodos apresentados em (TAMURA; SAKAMOTO; TAYAMA, 1988; DEMARCO; OVERBYE, 1990; IBA et al., 1990; YORINO; HARADA; CHENG, 1997; OVERBYE; KLUMP, 1996) não se baseiam na distância ao limite de carregamento, mas sim na distância que separa o ponto de equilíbrio atual (estável) ao ponto de equilíbrio instável mais próximo. Na figura 3.6 a seguir percebe-se que quanto mais próximo o ponto de operação do sistema chega do limite de carregamento, mais os pontos **E** (estável) e **I** (instável) se aproximam. Assim, a medida da distância entre esses pontos fornece uma métrica relacionada à proximidade da instabilidade.

Figura 3.6: Distância entre os pontos de equilíbrio Estável e Instável.

A grande dificuldade em se aplicar esses métodos é a determinação do ponto de equilíbrio instável mais próximo, particularmente em sistemas grandes. Além disso, deve-se considerar que existe a possibilidade do ponto de equilíbrio instável mais próximo ao ponto de operação ser diferente daquele que coalesce com esse na bifurcação *Saddle-node* (OVERBYE; KLUMP, 1996).

3.5.4 Métodos baseados na análise de bifurcações

São métodos capazes de determinar, a partir de valores iniciais de parâmetros para os quais o sistema apresenta um equilíbrio estável, os valores desses mesmos parâmetros para os quais o equilíbrio muda de característica, deixando de ser estável. Nessas metodologias, os parâmetros não precisam ser necessariamente as cargas do sistema (LERM; MORAES, 2003), podem também ser usados o despacho seguro dos geradores (LERM, 2001) ou mesmo

o intervalo de ajuste seguro para controles como os reguladores de tensão (LERM; CANIZARES; SILVA, 2003) e os estabilizadores de sistemas de potência (LERM; SILVA, 2004) presentes nos geradores.

De forma geral, uma bifurcação ocorre quando a estrutura qualitativa do sistema (número de pontos de equilíbrio, estabilidade, etc) muda devido a pequenas variações de seus parâmetros (AJJARAPU; LEE, 1992). Em sistemas de potência descritos por sistemas de equações algébrico-diferenciais há três tipos principais de bifurcações (PAI; SAUER; LESIEUTRE, 1995), a citar: *Saddle-node*, *Hopf* e *Singularity-induced*. Fenômenos de instabilidade de tensão em que o ponto de equilíbrio do sistema desaparece após o distúrbio estão diretamente relacionados a bifurcações *Saddle-node* (CUTSEM, 2000). Provou-se também que em uma bifurcação *Saddle-node* a matriz Jacobiana é singular (SAUER; PAI, 1990). Em vários trabalhos essa condição é monitorada através do: cálculo do determinante, menor valor singular ou autovalor mais próximo à origem (CANIZARES et al., 1992).

Outros trabalhos, baseados na propriedade anterior, demonstram que, para o modelo adotado no fluxo de potência, o jacobiano reduzido J_{RQV} (correspondente as injeções de potências reativas com relação às tensões nas barras) também se torna singular em uma bifurcação *Saddle-node*. Essa propriedade é a base de uma metodologia denominada Análise Modal (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992; MORISON; GAO; KUNDUR, 1993) que fornece uma interpretação algébrica para os autovetores relativos ao autovalor mais próximo de zero e aos outros autovalores dominantes.

Outros trabalhos como (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992; TAMURA; MORY; IWAMOTO, 1983; BERIZZI et al., 1996) propõem o uso de sensibilidades para detectar bifurcações *Saddle-node*, uma vez que elas tendem a infinito à medida que o ponto de equilíbrio do sistema se aproxima desse tipo de bifurcação.

3.5.5 Simulação temporal acoplada com análise de sensibilidade

Em (CUTSEM et al., 1995) os autores propõem uma metodologia que utiliza a simulação temporal juntamente com a análise de sensibilidade para calcular o limite de carregamento do sistema. Sucintamente, trata-se de se obter as respostas temporais do sistema, de forma automatizada, a aumentos progressivos do *parâmetro de stress*. As respostas temporais obtidas devem ser submetidas a um diagnóstico de instabilidade. A figura 3.7 ilustra esse fato supondo uma situação em que as cargas do sistema se encontram em um processo de restauração a potência constante.

Figura 3.7: Restauroação de cargas com potência constante.

Na figura acima o ponto $\mathbf{p}$ se move ao longo da direção $\mathbf{d}$, a partir de $\mathbf{p}^0$. A linha tracejada $\mathbf{p}(t)$ representa a evolução das potências nas cargas ao longo do tempo. Percebe-se que enquanto $\mathbf{p}$ move-se lentamente entre os pontos $\mathbf{p}^0$ e $\mathbf{p}^*$, a reta (definida pelo vetor $\mathbf{d}$) e os pontos definidos por $\mathbf{p}(t)$ estão muito próximos. Por outro lado, quando o *parâmetro de stress* $\mathbf{p}$ ultrapassa o ponto $\mathbf{p}^*$, deixando para trás a região limitada pela superfície de bifurcação Σ , $\mathbf{p}(t)$ se separa de $\mathbf{p}$ e retorna ao interior de Σ . Assim, durante a simulação temporal faz-se necessário estabelecer um critério capaz de identificar o ponto crítico, em que $\mathbf{p}(t)$ intercepta a superfície Σ . Para isso, os autores sugerem o uso das sensibilidades da geração total da potência reativa em relação às várias demandas das cargas, propostas em (CARPENTIER; GIRARD; SCANO, 1984), uma vez que essas mudam de sinal ao interceptar a superfície de bifurcação (CUTSEM; VOURNAS, 1998). O esforço computacional despendido no cálculo das sensibilidades é moderado desde que esse procedimento seja feito em intervalos pré-determinados, e não a cada ponto da evolução temporal do sistema. Como vantagens, essa metodologia reúne os benefícios próprios dos métodos baseados na simulação temporal (vide Sec. 3.4.5) com o recurso de diagnosticar a instabilidade ao longo do tempo. Além disso, os autores propõem uma metodologia para analisar essa instabilidade, baseada na análise do autovetor esquerdo correspondente ao ponto imediatamente após o instante em que a instabilidade é detectada, e sugerir ações corretivas (no caso contemplou-se a menor desconexão de carga) para evitá-la.

3.6 Determinação dos Limites de Segurança

Essa metodologia combina as avaliações de stress, vistas na Sec. 3.5, com a análise de contingências para determinar os limites seguros para operação do sistema. Conceitualmente, um limite seguro de operação corresponde ao máximo *stress* que o sistema é capaz de suportar considerando as contingências. Assim, para obtê-lo deve-se expor o sistema a níveis crescentes de *stress*, segundo uma determinada direção no espaço de parâmetros, na situação de pré-contingência, e em seguida, submetê-lo a uma contingência. O sistema é considerado seguro caso seja capaz de suportá-la.

A referência (CUTSEM; MOISSE; MAILHOT, 1999) utiliza o conceito anterior para propor uma metodologia, denominada *binary search*, com o intuito de identificar o limite de operação seguro levando em conta: as ações dos operadores/controles nas situações de pré-contingência e as ações dos controles corretivos nas situações de pós-contingência. O exemplo a seguir ilustra a influência dessas ações sobre o limite de operação seguro do sistema.

Figura 3.8: Sistema exemplo para ilustrar o conceito de limite de operação seguro.

Considere o sistema da figura 3.8 em que uma carga é restaurada por um LTC e a barra A possui capacitores de derivação que podem ser usados da seguinte forma:

- Em condições normais, o operador do sistema ajusta a compensação da barra A, a fim de manter sua tensão dentro de certos limites.
- Após um incidente qualquer o controle corretivo acrescenta capacitores em derivação a fim de complementar a reserva de reativos do sistema.

A figura 3.9 ilustra o efeito dessas duas ações sobre o limite de operação seguro do sistema.

Considerando que o sistema opera inicialmente no ponto **B** (pré-contingência). Imediatamente após uma contingência a curva PV, vista a partir da barra A, se transforma na

Figura 3.9: Efeito das ações de pré e pós contingência.

curva pontilhada. Após o chaveamento dos capacitores de derivação, a curva pontilhada se transforma na curva sólida (pós-contingência) e o sistema passa a operar no ponto **B'**. Obviamente que o sistema pode falhar em alcançar o ponto de operação **B'**, caso o tempo de chaveamento dos capacitores exceda o tempo crítico (por simplicidade essa situação não é considerada nessa análise).

Como o sistema foi capaz de suportar a contingência acima, desloca-se o seu ponto de operação (pré-contingência) na direção do limite de segurança incrementando a carga até, por exemplo, o ponto **C**. Novamente verifica-se que o sistema também se estabiliza após a contingência agora no ponto **C'**. Observando a figura 3.9, conclui-se que, devido às ações tomadas durante as situações de pré e de pós-contingência, não existe uma única curva PV de pós-contingência correspondente a um determinado ponto de operação, mas sim uma família delas. Na situação ilustrada na figura 3.9, o limite de segurança corresponde ao ponto **L**.

Do exposto acima, pode-se relacionar o limite de carregamento pós-contingência, utilizado em vários trabalhos (GAO; MORISON; KUNDUR, 1996; VAAHEDI et al., 1999) como métrica para avaliação estática de contingências, e o limite de operação seguro definido em (CUTSEM; MOISSE; MAILHOT, 1999). Supondo que nas situações de pré-contingência não existem ações de operadores ou controles preventivos e nas situações de pós-contingência não existem ações de controles corretivos ambos os limites são coincidentes, conforme ilustra a figura 3.10.

Da observação acima, conclui-se que para calcular o limite de operação seguro, faz-se necessário utilizar uma simulação temporal do sistema, em que a ação dos operadores e controles pode ser modelada adequadamente.

Figura 3.10: Relação entre o limite de carregamento (pós-contingência) e o limite de operação seguro.

Em (CUTSEM; MOISSE; MAILHOT, 1999) os autores propõem uma simulação *quase-estática* (QSS) aliada ao método *binary search*, para determinar o limite de operação seguro mais severo. O *binary search* consiste em construir progressivamente um *intervalo de stress* $[S_E S_I]$, até que a diferença $[S_E S_I]$ seja inferior a uma tolerância pré-estabelecida (S_E e S_I correspondem, respectivamente, aos valores de stress em que o sistema opera de forma estável e instável).

A figura 3.11 ilustra o funcionamento do *binary search*. Iniciando $S_E = 0$ e $S_I = S_{\max}$ o intervalo é dividido em duas partes iguais a cada passo: se o ponto central é estável (ponto branco) ele passa a ser o novo limite inferior do intervalo (S_E), em caso contrário (ponto preto) ele passa a ser o novo limite superior do intervalo (S_I). $S_{\max}$ é o nível de *stress* máximo estipulado.

Figura 3.11: Funcionamento do *Binary Search*.

Se aplicado a várias contingências, esse método exige uma demanda computacional alta,

pois deve ser executado individualmente para cada uma delas a fim de determinar seus limites seguros e, somente após isso, atribui-se o menor valor de stress encontrado ao limite global de operação seguro. Para contornar esse problema os autores propõem uma alteração nessa metodologia, denominada *simultaneous binary search*, que consiste em simular "simultaneamente" as várias contingências para cada passo. Após isso, descartam-se somente as contingências para as quais o sistema pode ser considerado estável (uma vez que seu limite de operação seguro é superior ao nível de *stress* imposto no passo atual). As restantes (que levam o sistema à instabilidade) passam a compor um novo conjunto de contingências, cada vez menor, que deve ser analisado no próximo passo. A figura 3.12, a seguir ilustra esse processo.

Figura 3.12: Funcionamento do *Simultaneous Binary Search*.

Percebe-se que a economia de recurso computacional depende de como os limites seguros individuais estão distribuídos dentro do intervalo $[0 \ S_{\max}]$. Além disso, o nível de *stress* para o qual cada contingência é descartada fornece uma estimativa conservativa para os limites de segurança individuais.

Com a finalidade de contemplar também a filtragem de contingências em tempo real, os autores propõem uma alteração desse método que consiste em utilizar o *simultaneous binary search* juntamente com um índice de severidade para ordenar as contingências. O índice proposto corresponde à "carga não restaurada" no primeiro ponto de equilíbrio alcançado pelo sistema imediatamente após o distúrbio (ponto *JAD* - *Just After Disturbance*). Na abordagem de simulação temporal quase estática (QSS) esse ponto corresponde ao primeiro ponto calculado imediatamente após o distúrbio. As principais vantagens dessa metodologia em relação a outras utilizadas para avaliação e filtragem de contingências são:

- A métrica utilizada para avaliar as contingências, limite de operação seguro, é expressa em termos de grandezas na situação de pré-contingência e, portanto, os opera-

dores do sistema podem observá-la ou controlá-la em tempo hábil de tomar decisões.

- O uso de um método de simulação temporal, no caso a abordagem quase estática (QSS), permite uma modelagem mais precisa dos controles.
- A possibilidade de se incluir as estratégias utilizadas para o controle e a operação do sistema nos períodos de pré e pós-contingência.

4 Modelagem dinâmica do sistema elétrico voltada para o problema da estabilidade de tensão.

4.1 Objetivos

Esse capítulo tem por objetivo apresentar a modelagem dinâmica do sistema elétrico utilizada para abordar o problema da estabilidade de tensão. O modelo utilizado baseia-se no "Modelo Genérico para Representação de Sistemas Elétricos" (CUTSEM; VOURNAS, 1996, 1998) e contempla modelos dinâmicos de geradores, transformadores com controle automático de tap, reguladores de tensão, limitadores de sobreexcitação, motores de indução de 3ª ordem (ONG, 1997), além dos modelos dinâmicos de cargas abordados em (NAVARRO, 2005). Adicionalmente descreve-se o método numérico empregado pelo *solver* DASSLC (SECCHI, 1992; F. VIEIRA R. C., 2003) utilizado na confecção do simulador dinâmico multi-máquina *DSIM* desenvolvido no presente trabalho e valida-se a sua aplicação para a simulação dinâmica de sistemas elétricos através de uma análise comparativa dos resultados obtidos para o sistema BPA de 10 barras (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994; CIGRE, 1995; CUTSEM; VOURNAS, 1998), bastante utilizado em trabalhos voltados para a análise dinâmica da estabilidade de tensão.

4.2 Modelagem dinâmica do sistema elétrico

Nesse item discute-se a modelagem dinâmica do sistema. Primeiramente apresenta-se cada um dos modelos considerados nesse trabalho e posteriormente discutem-se aspectos relacionados à modelagem multi-máquina do sistema como um todo.

4.2.1 Unidade Geradora

A figura 4.1, a seguir apresenta uma descrição esquemática do sistema de controle de excitação utilizado em unidades geradoras. Genericamente esse sistema é composto por: (a) Excitatriz, (b) Regulador de tensão, (c) Transdutor de tensão terminal, (d) Limitador de sobreexcitação (OXL) e (e) PSS (Power System Stabilizer). Para uma descrição detalhada de cada um desses componentes, recomenda-se a consulta a (KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Figura 4.1: Sistema de controle de excitação.

Nesse trabalho, utiliza-se um modelo simplificado do controle de excitação, porém suficiente, para representar os principais aspectos qualitativos e quantitativos inerentes aos processos de instabilidade de colapso de tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998; CUTSEM, 2000). Assim, o modelo utilizado não contempla: o sistema de controle de frequência nos geradores (turbinas), componentes utilizados nos sistemas de controles de excitação mais novos como: excitatrizes estáticas (que possuem ganhos elevados) e *Power System Stabilizers*. Naturalmente a adição de tais componentes ao modelo detalhado a seguir constitui-se em uma extensão natural do presente trabalho.

4.2.1.1 Máquina Síncrona

Os modelos matemáticos para representação de máquinas síncronas em estudos de estabilidade encontram-se muito bem consolidados (KUNDUR, 1994; ONG, 1997; ANDERSON; FOUAD, 2002). Esses modelos baseiam-se na *Teoria Geral das Máquinas Elétricas* (ADKINS, 1967) em que se assume um referencial girante na mesma velocidade do rotor da máquina. Os eixos **d** e **q** desse referencial encontram-se defasados de 90° nas direções, respectivamente, dos fluxos de eixo direto e quadratura da máquina. Assim, as grandezas apresentadas nas equações desses modelos encontram-se nesse referencial girante e deve-se proceder a uma mudança de coordenadas quando se pretende simular a interação desse

dispositivo com a rede elétrica (KUNDUR, 1994; ONG, 1997). Neste trabalho, considera-se apenas o modelo 1.1, que não contempla o efeito dos enrolamentos amortecedores, recomendado por (DANDENO et al., 1991) para estudos de estabilidade incluindo-se o efeito da saturação no eixo de quadratura da máquina. Através dele é possível representar dinamicamente máquinas de pólos salientes em que são considerados os efeitos transitórios do enrolamento de campo e desconsiderados os efeitos sub-transitórios devido aos enrolamentos amortecedores. As equações para esse modelo são enumeradas a seguir:

Equações do rotor

$$\frac{dE'_q}{dt} - \frac{1}{T'_{d0}} \cdot [E_{fd} - \text{Sat}(E'_q) - (x_d - x'_d) \cdot i_d] = 0 \quad (4.1)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} - \frac{1}{T'_{q0}} \cdot [-E'_d + (x_q - x'_q) \cdot i_q] = 0 \quad (4.2)$$

Equações do estator

$$V_q - E'_q + r_a \cdot i_q + x'_d \cdot i_d = 0 \quad (4.3)$$

$$V_d - E'_d + r_a \cdot i_d - x'_q \cdot i_q = 0 \quad (4.4)$$

Equações mecânicas

$$\frac{dw}{dt} - \left(\frac{w_0}{2 \cdot H} \right) \cdot (T_{mec} + T_{em} - T_{am}) = 0 \quad (4.5)$$

$$\frac{d\delta}{dt} - w = 0 \quad (4.6)$$

$$T_{em} = [E'_q \cdot i_q + E'_d \cdot i_d + (x'_q - x'_d) \cdot i_q \cdot i_d] \quad (4.7)$$

$$T_{am} = D \cdot \left(\frac{w_0}{w} \right) \quad (4.8)$$

onde: E'_d e E'_q são as *fem* (proporcionais ao fluxo concatenado transitório) de eixo direto e quadratura em **pu**;
 V_d e V_q são as componentes de eixo direto e quadratura da tensão terminal em **pu**;
 E_{fd} é a tensão do enrolamento de campo em **pu**;
 T'_{d0} e T'_{q0} são as constantes de tempo transitórias de circuito aberto nos eixos direto e quadratura em **s**;
 i_d e i_q são as correntes de eixo direto e quadratura em **pu**;
 r_a é a resistência de armadura em **pu**;
 x_d e x_q são as reatâncias síncronas de eixo direto e quadratura em **pu**;
 x'_d e x'_q são as reatâncias transitórias de eixo direto e quadratura em **pu**;
 T_{mec} e T_{em} são os torques mecânico e eletromagnético em **pu**;

T_{am}	é o torque amortecedor em pu ;
H	é a constante de inércia em s ;
D	é o coeficiente de amortecimento em pu ;
δ	é o ângulo de carga em rad ;
w_0 e w	são as velocidades angulares do referencial síncrono e do rotor em rad/s ;
$Sat()$	é a função utilizada para modelar a saturação.

E as relações (4.9) e (4.10) permitem, respectivamente, a mudança das grandezas expressas no referencial síncrono para o referencial girante da máquina síncrona e vice-versa.

$$\begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta - w_0.t) & -\sin(\delta - w_0.t) \\ \sin(\delta - w_0.t) & \cos(\delta - w_0.t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_Q \\ i_D \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\begin{bmatrix} i_Q \\ i_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta - w_0.t) & \sin(\delta - w_0.t) \\ -\sin(\delta - w_0.t) & \cos(\delta - w_0.t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

onde: i_d e i_q são as correntes de eixo direto e quadratura em **pu** no referencial girante da máquina;

i_D e i_Q são as correntes de eixo direto e quadratura em **pu** no referencial síncrono do sistema multimáquina.

Convém ressaltar que as equações (4.9) e (4.10) são também aplicáveis às tensões.

4.2.1.2 Controle de Excitação (Regulador de Tensão)

Na literatura (LEE et al., 1992) encontram-se diversos modelos matemáticos que permitem representar a maioria dos reguladores de tensão em uso atualmente. Nesse trabalho, utilizou-se um controlador tipo proporcional-integral, ilustrado na figura 4.2.

Figura 4.2: Modelo de 1ª ordem do Regulador de Tensão.

onde: V_{ref} é a tensão de referência ajustável em **pu**;

V_{OXL}	é o sinal auxiliar proveniente do OXL ;
V_t	é a tensão terminal do gerador em pu ;
E_{fd}	é a tensão aplicada no enrolamento de campo do gerador em pu ;
V_{MIN} e V_{MAX}	são os limites mínimo e máximo de E_{fd} em pu ;
K_C e K_A	são os ganhos do regulador e da excitatriz em pu ;
T_C	é a constante de tempo do regulador em s .

4.2.1.3 Limitador de Sobre-Excitação

Ao contrário dos reguladores de tensão, ainda não existem modelos padronizados para limitadores de sobre-excitação. Assim, nesse trabalho utiliza-se o modelo sugerido em (TAYLOR, 1994) ilustrado na figura 4.3.

Figura 4.3: Modelo do Limitador de Sobre-Excitação.

onde: I_{fd} e $I_{fd_{NOM}}$ são as correntes medida e nominal do enrolamento de campo em **pu**;
 K_1 , K_2 e K_3 são os ajustes para a curva de tempo inverso do **OXL**;
 V_{OXL} é o sinal enviado ao **AVR** para redução da corrente de campo;
 A_{MIN} e A_{MAX} são os limites mínimo e máximo do sinal V_{OXL} .

E a corrente de campo é calculada através da equação (4.11), conforme recomendado em (POTAMIANAKIS E.G.; VOURNAS, 2006).

$$I_{fd} = [E'_q + (x_d - x'_d) \cdot i_d] \quad (4.11)$$

Esse dispositivo apresenta uma característica de tempo inverso e seus parâmetros são ajustados de forma a atender a seletividade com as capacidades do gerador e excitatriz (TAYLOR, 1994).

4.2.2 Transformadores com Controle Automático de Tape

Nesse trabalho adota-se o modelo contínuo apresentado em (CUTSEM; VOURNAS, 1998), descrito pela equação (4.12).

$$\frac{dr}{dt} - \frac{V - V_{ref}}{T_C} = 0 \quad (4.12)$$

$$\text{com: } r_{min} \leq r \leq r_{max} \text{ e } T_C = \frac{T_d \cdot \frac{DB}{2}}{\Delta r}$$

onde: V e V_{ref} são as tensões controlada pelo **LTC** e de referência em **pu**;
 r é o valor do tape em **pu/pu**
 Δr é a variação discreta do tape em **pu/pu**;
 T_C é a constante de tempo para o modelo contínuo em **s**;
 T_d é o tempo para mudança de tape em **s**;
 DB é a "zona morta" do **LTC** em **pu/pu**;
 r_{MIN} e r_{MAX} são os limites inferior e superior do tape em **pu/pu**.

Convém ressaltar que o modelo discreto do **LTC** não é utilizado nas simulações, uma vez que, após vários testes realizados, observou-se que esse introduz instabilidade no *solver* DASSLC utilizado para solução do sistema de equações algébrico-diferenciais.

4.2.3 Modelos de cargas

Nesse trabalho utilizam-se modelos estáticos e dinâmicos de cargas capazes de representar a dependência das potências ativas e reativas consumidas com a tensão. A dependência das cargas com relação a frequência não é contemplada nos modelos descritos a seguir uma vez que essa característica não é comum em fenômenos de instabilidade e colapso de tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998; CANIZARES, 2002).

4.2.3.1 Modelos estáticos das cargas

Nesse trabalho utilizam-se os modelos estáticos de carga Exponencial e ZIP.

Modelo de carga Exponencial (PERFORMANCE, 1993)

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (4.13)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (4.14)$$

onde: V e V_0 são as tensões atual e antes do distúrbio em **pu**;
 P e P_0 são as potências ativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 Q e Q_0 são as potências reativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 α e β são as sensibilidades potência ativa-tensão e reativa-tensão.

Modelo de carga ZIP (PERFORMANCE, 1993)

$$P = P_0 \cdot \left[\alpha_P \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_P \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + \delta_P \right] \quad (4.15)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left[\alpha_Q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_Q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + \delta_Q \right] \quad (4.16)$$

onde: V e V_0 são as tensões da atual e antes do distúrbio em **pu**;
 P e P_0 são as potências ativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 Q e Q_0 são as potências reativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 α_P e α_Q são as porcentagens de impedância constante correspondentes,
respectivamente, as parcelas ativa e reativa da carga;
 β_P e β_Q são as porcentagens de corrente constante correspondentes,
respectivamente, as parcelas ativa e reativa da carga;
 δ_P e δ_Q são as porcentagens de potência constante correspondentes,
respectivamente, as parcelas ativa e reativa da carga.

4.2.3.2 Modelos dinâmicos das cargas

Nesse trabalho utilizam-se os modelos de cargas propostos por (HILL, 1993) e (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994).

Modelo proposto por (HILL, 1993)

$$T_p \cdot \frac{dP_r}{dt} + P_r - P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_S} + P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_T} = 0 \quad (4.17)$$

$$P = P_r + P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_T} \quad (4.18)$$

$$T_q \cdot \frac{dQ_r}{dt} + Q_r - Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta_S} + Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta_T} = 0 \quad (4.19)$$

$$Q = Q_r + Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta_T} \quad (4.20)$$

onde: V e V_0 são as tensões atual e antes do distúrbio em **pu**;

- P e P_0 são as potências ativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 P_r é a potência ativa recuperável após o distúrbio em **pu**;
 Q e Q_0 são as potências reativa total e antes do distúrbio em **pu**;
 Q_r é a potência reativa recuperável após o distúrbio em **pu**;
 T_p e T_q são as constante de tempo para recuperação da potência ativa e reativa em **s**;
 α_S e α_T são as sensibilidades potência ativa-tensão em regime e transitória;
 β_S e β_T são as sensibilidades potência reativa-tensão em regime e transitória.

Modelo proposto por (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994)

$$P = \left[1 + K_p \cdot \left(\frac{V}{V_0} - 1 \right) \right] \cdot (1 - P_{drop}) + P_{dyn} \cdot \left[G \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 - 1 \right] \quad (4.21)$$

$$\frac{dG}{dt} + \frac{1}{T_p} \cdot \left[G \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 - 1 \right] = 0 \quad (4.22)$$

$$Q = \left[1 + K_q \cdot \left(\frac{V}{V_0} - 1 \right) \right] \cdot (1 - Q_{drop}) + Q_{dyn} \cdot \left[B \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 - 1 \right] \quad (4.23)$$

$$\frac{dB}{dt} + \frac{1}{T_q} \cdot \left[B \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 - 1 \right] = 0 \quad (4.24)$$

- onde: V e V_0 são as tensões atual e antes do distúrbio em **pu**;
 G é a condutância agregada da carga em **pu**;
 B é a susceptância agregada da carga em **pu**;
 K_p e K_q são as sensibilidades potência ativa-tensão e reativa-tensão;
 T_p e T_q são as constantes de tempo para restauração da potência ativa e reativa em **s**;
 P_{drop} e Q_{drop} são as porcentagens da potência ativa e reativa desconectadas pela proteção subtensão;
 P_{dyn} e Q_{dyn} são as porcentagens da potência ativa e reativa consumidas por cargas dinâmicas.

A aderência desses dois modelos é analisada em (NAVARRO, 2005) utilizando dados de medições. Uma das principais conclusões desse trabalho é a recomendação do modelo

de (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994) para situações em que há distúrbios de curto-prazo acompanhados de grandes variações de tensão e do modelo de (HILL, 1993) para as demais situações.

4.2.3.3 Motor de Indução

Nesse trabalho utiliza-se o modelo de 3ª ordem, recomendado em (TAYLOR, 1994; ONG, 1997), para representação de cargas compostas por motores agregados. Nesse modelo desprezam-se os transitórios do estator resultando no circuito equivalente da fig. 4.4 que consiste em uma "tensão atrás da impedância transitória".

Figura 4.4: Circuito equivalente para o modelo transitório do motor.

E, a seguir, apresentam-se as equações para esse modelo.

$$\frac{dE'_{Qs}}{dt} + \left(\frac{1}{T'_0} \right) \cdot [E'_{Qs} + (x - x') \cdot i_{Ds}] - (w_0 - w) \cdot E'_{Ds} = 0 \quad (4.25)$$

$$\frac{dE'_{Ds}}{dt} + \left(\frac{1}{T'_0} \right) \cdot [E'_{Ds} - (x - x') \cdot i_{Qs}] + (w_0 - w) \cdot E'_{Qs} = 0 \quad (4.26)$$

$$E'_{Qs} - V_Q + r_s \cdot i_{Qs} - x' \cdot i_{Ds} = 0 \quad (4.27)$$

$$E'_{Ds} - V_D + r_s \cdot i_{Ds} + x' \cdot i_{Qs} = 0 \quad (4.28)$$

$$\frac{dw}{dt} - \left(\frac{1}{2 \cdot H} \right) \cdot (T_{em} - T_{mec}) = 0 \quad (4.29)$$

$$T_{em} = (E'_{Qs} \cdot i_{Qs} + E'_{Ds} \cdot i_{Ds}) \quad (4.30)$$

$$T_{mec} = T_0 \cdot \left[A \cdot \left(\frac{w}{w_0} \right)^2 + B \cdot \left(\frac{w}{w_0} \right) + C \right] \quad (4.31)$$

$$x' = x_s + \left(\frac{x_m \cdot x_r}{x_m + x_r} \right) \quad (4.32)$$

$$x = x_s + x_m \quad (4.33)$$

$$T'_0 = \left(\frac{x_m + x_r}{w_0 \cdot r_r} \right) \quad (4.34)$$

- onde: E'_{Ds} e E'_{Qs} são as *fems* proporcionais aos fluxos concatenados nos eixos D e Q em **pu**;
- V_D e V_Q são as componentes de eixo direto e quadratura da tensão terminal em **pu**;
- i_{Ds} e i_{Qs} são as corrente de eixo direto e quadratura em **pu**;
- T_{em} e T_{mec} são os torques eletromagnético e mecânico do motor em **pu**;
- A , B e C são as porcentagens que definem, respectivamente, uma característica quadrática, linear e constante do torque imposto ao eixo do motor pela carga mecânica;
- w_0 e w são as velocidades angular do referencial síncrono e do rotor em **pu**;
- H é a constante de inércia do motor em **s**;
- x_s e x_m são as reatâncias de dispersão e magnetização do estator em **pu**;
- r_s e r_r são as resistências ôhmica do estator e do rotor em **pu**;
- x_r é a reatância de dispersão do rotor em **pu**;
- x e x' são as reatâncias de circuito aberto e de curto-circuito do rotor em **pu**;
- T'_0 é a constante de tempo transitória de circuito aberto em **s**.

4.2.4 Demais elementos da rede elétrica

Os elementos que compõem a rede elétrica são representados através de quadripolos estáticos (modelo π para a maioria dos dispositivos) e, desta forma, podem ser descritos pelas equações (4.35) segundo os eixos **D** e **Q** do referencial síncrono.

$$\begin{bmatrix} i_Q \\ i_D \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} G_{QQ} & B_{QD} \\ B_{DQ} & G_{DD} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_Q \\ V_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

- onde: G_{QQ} , B_{QD} , B_{DQ} e G_{DD} são os parâmetros do quadripolo;
- V_D e V_Q são as tensões nas barras em **PU**, respectivamente, nos eixos D e Q do referencial síncrono;
- i_D e i_Q são as correntes injetadas nas barras em **PU**, respectivamente, nos eixos D e Q do referencial síncrono.

4.2.5 O equacionamento multi-máquina

A tabela 4.1 apresenta as equações e incógnitas para cada um dos componentes abordados.

Tabela 4.1: Equacionamento multi-máquina do sistema elétrico.

Componente	Equações	Incógnitas (Saídas)	Entradas
Máquina Síncrona	(4.1), (4.2), (4.3) (4.4), (4.5) e (4.6)	$E'_q, E'_d, V_q,$ V_d, w e δ	i_q, i_d e E_{fd}
AVR	fig. 4.2	E_{fd}	V_{ref}, V_{OXL}, V_q e V_d
OXL	fig. 4.3	V_{OXL}	I_{fd} ¹
Outros elementos da rede Elétrica	(4.35) (x 2)	i_Q e i_D	V_Q e V_D
Cargas e Motores	$i_Q = f(V_Q, V_D)$ ² $i_D = g(V_Q, V_D)$	i_Q e i_D	V_Q e V_D
Bloco DQ $\rightarrow$ dq	(4.9) (x 2)	i_q e i_d	i_Q e i_D
Bloco dq $\rightarrow$ DQ	(4.10) (x 2)	V_Q e V_D	v_q e v_d

¹Obtida a partir de (4.11).

²Determinadas a partir da tensão nodal e potência aparente injetada na barra.

Observando-se a tabela 4.1 percebe-se que a quantidade de incógnitas corresponde à quantidade de variáveis para cada um dos componentes. Assim, adicionando-se mais duas equações para cada uma das barras (correspondentes à aplicação da 1ª *Lei de Kirchhoff* nos eixos D e Q) e mais duas variáveis por barra (correspondentes as correntes injetadas I_Q e I_D) obtem-se um sistema de equações algébrico-diferenciais que representa o comportamento transitório da rede elétrica e pode ser resolvido numericamente.

4.3 A Representação Genérica do Sistema Elétrico

O conjunto de modelos mencionados no item 4.2 podem ser agrupados no seguinte conjunto de equações algébrico-diferenciais não-lineares:

$$\dot{x} = f(x, y, z_c, z_d) \quad (4.36)$$

$$0 = g(x, y, z_c, z_d) \quad (4.37)$$

$$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d) \quad (4.38)$$

$$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (4.39)$$

As equações (4.36) representam os modelos de equipamentos que possuem "atuação rápida", como: geradores, reguladores de tensão e de velocidade, turbinas, PSSs, SVCs, HVDCs e motores de indução. As equações (4.37) representam a rede, cujos dispositivos são modelados segundo a hipótese de "atuação instantânea" em estudos de estabilidade. As equações (4.38) e (4.39) representam, respectivamente, os modelos contínuos e discretos de equipamentos que possuem "atuação lenta", como: LTCs, OXLs, bancos de capacitores

ou reatores chaveados, cargas dinâmicas, controles secundários de tensão e frequência. De fato, as constantes de tempo associadas aos componentes existentes no sistema elétrico podem variar de microssegundos para a rede elétrica a minutos para controles automáticos de geração, vide figura 4.5, extraída de (TAYLOR, 1994).

Figura 4.5: Escalas de tempo dos componentes do sistema elétrico.

A existência dessas diferentes escalas de tempo confere uma característica rígida (*stiff*) ao modelo matemático descrito pelo sistema de equações (4.36), (4.37), (4.38) e (4.39) (CUT-SEM; VOURNAS, 1998) que, juntamente com a dimensionalidade do problema (diretamente ligada a quantidade de componentes modelados) e a não linearidade das equações requerem o uso de algoritmos de integração numérica sofisticados para sua solução. Nos itens a seguir abordam-se alguns conceitos relacionados a esse assunto.

4.4 O integrador algébrico-diferencial DASSLC

4.4.1 Uma visão geral sobre métodos de integração numérica

O sistema formado pelas equações (4.36), (4.37), (4.38) e (4.39) juntamente com as condições iniciais obtidas a partir da solução do fluxo potência definem um problema matemático conhecido como "Problema do Valor Inicial" que pode ser resolvido através de diversas técnicas numéricas. Definindo o problema simples de se integrar uma equação

diferencial ordinária (EDO) do tipo:

$$\dot{y} = f(y) \quad (4.40)$$

Um método de integração numérica consiste basicamente em discretizar a equação (4.40) com o intuito de obter uma fórmula algébrica recursiva que pode ser implementada em um computador.

Na literatura (ASCHER; PETZOLD, 1998) existem numerosos métodos propostos para resolver esse problema, muitos deles podem ser expressos através da seguinte forma:

$$y_{j+1} = \sum_{i=1}^k \alpha_i y_{j+1-i} + h \cdot \sum_{i=0}^l \beta_i \dot{y}_{j+1-i} \quad (4.41)$$

onde: j é o passo de tempo

h é o tamanho do passo de integração.

Quando $k = l = 1$, diz-se que o método de integração é do tipo "passo simples" uma vez que cada novo ponto y_{j+1} é calculado somente a partir do ponto anterior y_j . Por sua vez, um método de integração numérica é considerado "multi-passo" quando $k > 1$ ou $l > 1$. Uma outra classificação importante categoriza os métodos de integração existentes em "implícitos" e "explícitos". Diz-se que um método de integração é "implícito" quando $\beta_0 \neq 0$, ou seja, quando o ponto y_{j+1} somente pode ser obtido a partir do conhecimento da derivada $\dot{y}_{j+1}$. Por sua vez, um método de integração numérica é considerado "explícito" quando $\beta_0 = 0$. Esse último critério de classificação é muito importante, uma vez que é possível provar matematicamente que os métodos numéricos "implícitos" apresentam uma estabilidade numérica superior se comparados aos métodos "explícitos" (ASCHER; PETZOLD, 1998; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

4.4.2 Uma análise breve da estabilidade dos métodos de integração

A estabilidade dos métodos de integração numérica está relacionada à evolução do *erro global*³ durante o processo de integração numérica. Sabe-se que o erro global é composto por duas parcelas: o *erro de truncamento local*⁴, inerente ao método numérico escolhido para o processo de integração (ASCHER; PETZOLD, 1998), e o *fator de amplificação*⁵

³Definido com a diferença entre a solução exata $f(t)$ e a solução calculada pelo método numérico em um determinado ponto (ASCHER; PETZOLD, 1998).

⁴Também conhecido como *erro teórico*.

⁵Também conhecido como *erro prático*.

através do qual o erro global do passo anterior é multiplicado no passo atual causando o fenômeno conhecido como *instabilidade numérica*. Assim, deve-se garantir que o fator de amplificação seja sempre inferior a unidade, caso contrário o erro global crescerá com o passar do tempo (independentemente do método numérico utilizado) e o processo de integração será considerado instável.

A fim de garantir o requisito citado, faz-se uma análise de estabilidade baseada na equação teste de Dahlquist, vide equação (4.42), cuja solução encontra-se em (4.43).

$$\dot{y} = \lambda \cdot y \quad (4.42)$$

$$y = e^{\lambda \cdot (t-t_0)} \quad (4.43)$$

Resumidamente, essa análise consiste em determinar uma região de estabilidade numérica no plano $h\lambda^6$ aplicando a equação (4.42) na expressão corretora do método multi-passo (ASCHER; PETZOLD, 1998). Feito isso, pode-se afirmar que o método numérico é "A-Estável" se essa região está completamente contida no lado esquerdo do plano $h\lambda$. Uma vez atendida essa restrição, pode-se garantir que a resposta numérica do método será estável para qualquer valor de passo Δt utilizado (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

4.4.3 Sobre sistemas de equações rígidas (*stiff*)

Sabe-se que a "rigidez" de um sistema de equações algébrico-diferenciais está relacionada com as grandes diferenças existentes nas constantes de tempo de suas variáveis de estado, porém não existe ainda uma definição plenamente aceita sobre o conceito de rigidez. Um sistema não-linear é considerado rígido quando os autovalores de sua matriz jacobiana além de apresentarem parte real negativa, possuem magnitudes muito distintas (Em sistemas lineares define-se rigidez como a razão entre o maior e o menor autovalores (CUTSEM; VOURNAS, 1998)). A seguinte definição possui uma conotação mais prática: "Um sistema de equações algébrico-diferenciais é considerado rígido se um método numérico é obrigado a usar um passo de integração muito pequeno em relação à suavidade da solução exata do problema em um determinado intervalo" (JARDIM, 1997).

⁶Define-se $h = \lambda \cdot \Delta t$.

4.4.4 O método de Diferenciação Regressiva

Os métodos de diferenciação regressiva (BDF) são muito utilizados para resolver sistemas de EADs rígidas. Essencialmente são métodos lineares multi-passo implícitos cujas fórmulas interpoladoras baseiam-se em uma combinação linear dos polinômios de Lagrange (ASCHER; PETZOLD, 1998). A equação (4.44) ilustra a fórmula geral utilizada nos métodos BDF.

$$\sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot y_{n-i} = h \cdot \beta_0 \cdot f(y_n, x_n) \quad (4.44)$$

A tabela 4.2 ilustra os seis primeiros membros da família de fórmulas BDF de k -passos, em que $k = p$ e p é a ordem do método. Convém ressaltar que o primeiro, correspondente ao método BDF de passo simples, é idêntico ao método de Euler *backward*.

Tabela 4.2: coeficientes das fórmulas BDF até ordem 6

p	k	β_0	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6
1	1	1	1	-1					
2	2	$\frac{2}{3}$	1	$-\frac{4}{3}$	$\frac{1}{3}$				
3	3	$\frac{6}{11}$	1	$-\frac{18}{11}$	$\frac{9}{11}$	$-\frac{2}{11}$			
4	4	$\frac{12}{25}$	1	$-\frac{48}{25}$	$\frac{36}{25}$	$-\frac{16}{25}$	$-\frac{3}{25}$		
5	5	$\frac{60}{137}$	1	$-\frac{300}{137}$	$\frac{300}{137}$	$-\frac{200}{137}$	$\frac{75}{137}$	$-\frac{12}{137}$	
6	6	$\frac{60}{147}$	1	$-\frac{360}{147}$	$\frac{450}{147}$	$-\frac{400}{147}$	$\frac{225}{147}$	$-\frac{72}{147}$	$\frac{10}{147}$

A equação (4.44) é apropriada para resolver problemas de valor inicial na forma implícita descrita pela equação (4.45).

$$F(t, y, \dot{y}) = \begin{cases} \dot{y} = f(y, x) \\ 0 = g(y, x) \end{cases} \quad (4.45)$$

O método BDF apresenta dois estágios, o estágio predictor utiliza uma fórmula explícita e o estágio corretor utiliza as fórmulas implícitas BDF, ilustradas em (4.44), para formar um sistema de equações não lineares.

Na etapa de previsão utiliza-se um polinômio de diferenças divididas que interpola os pontos de solução y_{j+1-k} dos últimos k intervalos de tempo. Esse polinômio é responsável pela primeira aproximação de y_{j+1} através da equação (4.46).

$$y_{j+1}(t) = y_j + (t - t_j) \cdot [y_j, y_{j-1}] + \cdots + (t - t_j) \cdot (t - t_{j-1}) \cdot (t - t_{j-k+1}) \cdot [y_j, \cdots, y_{j-k}] \quad (4.46)$$

em que as diferenças divididas são definidas pelas equações (4.47) e (4.48).

$$[y_j] = y_j \quad (4.47)$$

$$[y_j, \dots, y_{j-k}] = \frac{[y_j, y_{j-1}, \dots, y_{j-k+1}] - [y_{j-1}, y_{j-2}, \dots, y_{j-k}]}{t_j - t_{j-k}} \quad (4.48)$$

Na etapa de correção, a derivada $\dot{y}$ da equação (4.45) é aproximada usando uma fórmula da família BDF, vide equação (4.44), de ordem de convergência $p = k$, vide tabela 4.2, obtendo o sistema de equações algébricas não-lineares das equações (4.49) que é solucionado através do método de Newton modificado (ASCHER; PETZOLD, 1998), ilustrado nas equações (4.50) e (4.51).

$$F(t_{n+1}, y_{n+1}, \dot{y}_{n+1}) = \begin{cases} y_{n+1} + \sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot y_{n-i} - h \cdot \beta_0 \cdot f(y_{n+1}, x_{n+1}) = 0 \\ g(y_{n+1}, x_{n+1}) = 0 \end{cases} \quad (4.49)$$

$$\dot{y} = y - c \cdot [G]^{-1} \cdot F(t, y, \dot{y}) \quad (4.50)$$

$$G = \alpha \cdot \frac{\partial F}{\partial \dot{y}} + \frac{\partial F}{\partial y} \quad (4.51)$$

onde: c é uma constante escalar selecionada para acelerar a taxa de convergência do estágio corretor;

G é a matriz de iteração calculada a partir da equação (4.51).

Em cada intervalo de integração a ordem k e o comprimento do j -ésimo passo de integração h são escolhidos com base no comportamento do erro de truncamento local. Ao final de cada passo de integração h verifica-se se a estimativa desse erro está dentro de uma tolerância permitida. Em caso positivo, aceita-se o passo e determina-se, com base nesse mesmo erro, se há margem para aumento do passo. Em caso negativo, rejeita-se o passo e determina-se que passo será necessário para que o erro se mantenha dentro da tolerância (ASCHER; PETZOLD, 1998).

4.5 Ferramentas desenvolvidas neste trabalho

Esse item apresenta uma descrição das ferramentas computacionais **FLOW** e **DSIM** desenvolvidas para avaliar a estabilidade de tensão a partir do modelo genérico do sistema elétrico apresentado nos itens anteriores. Essa ferramentas foram desenvolvidas segundo o paradigma de orientação a objetos e, para sua implementação, utilizou-se o compilador Microsoft Visual C++ 7.0, contido no pacote Microsoft Visual Studio .NET 2003.

Nesse ponto convém mencionar que utilizou-se o programa de fluxo continuado **UWP-FLOW** (CANIZARES C. A.; ALVARADO, 1991) para obter as curvas PV e QV ESTÁTICAS dos sistemas analisados no capítulo 5.

O programa **FLOW** calcula o fluxo de potência e a análise modal de uma rede elétrica definida pelo usuário. Os dados da rede são fornecidos através de um arquivo texto com extensão **.dat** e, após sua execução, dois outros arquivos são criados: um arquivo com extensão **.flo** que contém as condições iniciais necessárias para realizar a simulação dinâmica do sistema e um arquivo com extensão **.out** que contém todos os resultados das análises mencionadas anteriormente.

O programa **DSIM** calcula a simulação dinâmica de uma rede elétrica definida pelo usuário. Para isso, faz-se necessário fornecer dois arquivos: um arquivo com extensão **.flo**, gerado pelo programa **FLOW**, e um arquivo texto com extensão **.dyn** que contém os dados necessários à simulação dinâmica da rede elétrica. A partir dessas informações, esse programa cria um arquivo com extensão **.csv** que contém a resposta da simulação dinâmica. A fim de traçar os gráficos das variáveis de interesse, utiliza-se o programa Microsoft Excel.

A seguir apresentam-se descrições mais detalhadas desses programas.

4.5.1 O programa de fluxo de potência FLOW

4.5.1.1 Solução do fluxo de potência

O programa de fluxo de potência FLOW suporta os tipos de barra relacionados na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Tipos de barra considerados no programa FLOW.

Tipo de barra	Componentes	Variáveis fornecidas	Variáveis calculadas
PQ	cargas	P, Q	V, θ
PV	geradores	P, V, Q_{min}, Q_{max}	Q, θ
PQV	barras controladas ⁷	P, Q, V	θ , tape do LTC
$Swing$	Barra <i>Swing</i> (uma barra)	V, θ	P, Q

⁷Somente barras de carga.

Assumindo que um sistema de potência possui l barras do tipo PQ , m barras do tipo PV e n barras do tipo PQV têm-se um sistema com $l + m + n$ equações do tipo (4.52) e $l + n$ equações do tipo (4.53).

$$P_i = V_i \cdot \sum V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij})) \quad (4.52)$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij})) \quad (4.53)$$

onde: P_i , Q_i são as potências ativas e reativas injetadas na barra i ;

V_i , θ_i são, respectivamente, a tensão em [pu] e o ângulo em [rad] na barra i ;

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$;

$G_{ij} + j \cdot B_{ij}$ é o elemento (i, j) da matriz de admitâncias nodais do sistema.

Desta forma, o problema do fluxo de potência consiste em determinar os valores de V_i (para as barras tipo PQ) e θ_i (para as barras tipo PQ , PV e PQV) de forma que as potências calculadas a partir das equações (4.52) e (4.53) sejam iguais, respectivamente, aos valores de potências ativa P_i (para as barras tipo PQ , PV e PQV) e reativa Q_i (para as barras tipo PQ e PQV) especificados. No programa FLOW, esse sistema de equações é resolvido através do método de *Newton-Raphson* utilizando a matriz Jacobiana completa calculada a cada iteração (MONTICELLI, 1983; POWELL, 2005). Uma vez que o processo iterativo converge, dentro de uma tolerância pré-definida, obtêm-se os valores das "Variáveis calculadas" apresentados na tabela 4.3.

O programa FLOW contempla os modelos estáticos de cargas ZIP e Exponencial, descritos no item 4.2.3.1 desse trabalho. Além disso, o programa permite calcular automaticamente os ajustes dos tapes nos LTCs e simular a ação dos AVR's nos geradores (barras PV) quando os limites mínimo e máximo de potência reativa são fornecidos pelo usuário.

O ajuste automático dos tapes nos LTCs é calculado através da metodologia proposta por (PETTERSON; MEYER, 1971). Resumidamente, esta consiste em reescrever as equações (4.52) e (4.53) para o LTC expressando-as em função de seu tape. Para isso, introduz-se o conceito de barra controlada PQV (a fim de manter o número de equações igual ao de incógnitas) e incluem-se na matriz Jacobiana do sistema as derivadas das injeções de potências ativa e reativa do LTC com relação ao seu tape. Assim, os valores dos tapes podem ser calculados a cada iteração pelo método de *Newton-Raphson*, enquanto mantêm-se constantes os valores de tensão nas barras tipo PQV .

A ação dos AVR's nos geradores é simulada através das conversões da barra PV em PQ (a barra PV torna-se não controlada) e de PQ em PV (a barra PV volta a ser controlada). Esse procedimento equivale a aproximar a curva de capacidade do gerador pela área retangular ilustrada na figura 4.6.

Figura 4.6: Curva de capacidade do gerador.

A conversão no sentido PV para PQ ocorre quando um dos limites de potência reativa (Q_{min} ou Q_{max}) da barra PV é violado. Nessa situação, fixa-se a potência reativa no patamar violado e deixa-se a tensão "livre" para ser calculada pelo método de *Newton – Raphson*.

A conversão no sentido PQ para PV ocorre em duas situações: quando a tensão calculada na barra se torna igual ou superior à tensão controlada e sua potência reativa está fixada em Q_{max} (há possibilidade da barra voltar a ser PV , uma vez que uma redução de tensão na barra acarreta uma redução da potência reativa injetada), ou quando a tensão calculada na barra se torna inferior à tensão controlada e sua potência reativa está fixada em Q_{min} (há possibilidade da barra voltar a ser PV , uma vez que um aumento de tensão na barra acarreta em um aumento da potência reativa injetada).

Observou-se que o procedimento anteriormente descrito torna-se ineficaz em sistemas que possuem uma grande quantidade de barras PV , uma vez que a ocorrência simultânea de muitas conversões torna o algoritmo de *Newton – Raphson* instável, impedindo que a convergência do fluxo seja atingida. Esse trabalho soluciona esse problema através de uma heurística que consiste em restringir tais conversões somente às barras PV cujos erros calculados (ΔV no caso de barras PV não controladas e ΔQ no caso de barras PV controladas) tornam-se inferiores a um limiar pré-definido.

Finalmente, deve-se ressaltar que a matriz Jacobiana, proveniente da linearização do sistema de equações (4.52) e (4.53), é esparsa devido à natureza topológica dos sistemas elétricos. O programa FLOW explora essa característica utilizando uma implementação de grafo orientado ponderado, denominada *adjacent-lists* (SEdgeWICK, 2002), para armazenar essa matriz. Além disso, convém ressaltar que alcançaram-se boas características de desempenho computacional e precisão numérica combinando-se essa estrutura de ar-

mazenagem com uma técnica para solução de sistemas lineares esparsos denominada *Minimum Degree Algorithm* (MDA), recentemente publicada em (PANDIT; SOMAN; KHAPARDE, 2001).

4.5.1.2 Análise modal

Adicionalmente, o programa FLOW é capaz de calcular a análise modal expandida (SILVA et al., 2002) sobre o ponto de operação da rede elétrica obtido após a solução do fluxo de potência. Para isso, obtêm-se as matrizes jacobianas reduzidas $\mathbf{J}_{RQV}$ e $\mathbf{J}_{RP\theta}$ a partir da linearização do modelo estático do fluxo ilustrada em (4.54).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

onde: ΔP é a variação incremental da potência ativa

ΔQ é a variação incremental da potência reativa

$\Delta\theta$ é a variação incremental do ângulo da tensão nodal

ΔV é a variação incremental da magnitude da tensão nodal.

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potências e as variações das tensões e ângulos nas barras do sistema. A partir de (4.54) obtêm-se, respectivamente, as variações de potência ativa (4.55) e reativa (4.56) injetadas nas barras em função das variações das magnitudes e ângulos das tensões.

$$\Delta P = J_{P\theta} \cdot \Delta\theta + J_{PV} \cdot \Delta V \quad (4.55)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \cdot \Delta\theta + J_{QV} \cdot \Delta V \quad (4.56)$$

Na análise modal convencional (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992; MORISON; GAO; KUNDUR, 1993) supõem-se as variações de potência ativa nulas ($\Delta P = 0$) para o ponto de operação. Assim, a matriz reduzida $\mathbf{J}_{RQV}$, vide equação (4.57), é obtida a partir das equações (4.55) e (4.56) e, através dela, pode-se avaliar o impacto das potências reativas injetadas nas barras sobre a estabilidade de tensão do sistema, conforme ilustrado na equação (4.58).

$$\mathbf{J}_{RQV} = [\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta} \cdot (\mathbf{J}_{P\theta})^{-1} \cdot \mathbf{J}_{PV}] \quad (4.57)$$

$$\Delta V = (J_{RQV})^{-1} \cdot \Delta Q \quad (4.58)$$

A análise modal expandida (SILVA et al., 2002) amplia o conceito anteriormente descrito com o intuito de avaliar o impacto das potências ativas injetadas sobre a estabilidade de tensão, vide equação (4.60). Para isso, supõem-se as variações de potência reativa nulas ($\Delta Q = 0$) para o ponto de operação e a matriz reduzida $\mathbf{J}_{RP\theta}$, vide equação (4.59), é obtida a partir das equações (4.55) e (4.56).

$$J_{RP\theta} = [J_{P\theta} - J_{PV} \cdot (J_{QV})^{-1} \cdot J_{Q\theta}] \quad (4.59)$$

$$\Delta \theta = (J_{RP\theta})^{-1} \cdot \Delta P \quad (4.60)$$

Assim, através da análise de autovalores, decompõem-se as matrizes reduzidas J_{RQV} e/ou $J_{RP\theta}$ em seus autovalores e autovetores direitos e esquerdos, conforme (4.61).

$$J_R = [\xi] \cdot [\lambda] \cdot [\eta] \quad (4.61)$$

onde: J_R é a matriz reduzida J_{RQV} ou $J_{RP\theta}$

$[\lambda]$ é a matriz diagonal dos autovalores de J_R

$[\xi]$ é a matriz dos autovetores direitos de J_R

$[\eta]$ é a matriz dos autovetores esquerdos de J_R .

Assim, as equações (4.58) e (4.60) tornam-se, respectivamente, (4.62) e (4.63).

$$\Delta V = [\xi_{QV}] \cdot ([\lambda_{QV}])^{-1} \cdot [\eta_{QV}] \cdot \Delta Q \quad (4.62)$$

$$\Delta \theta = [\xi_{P\theta}] \cdot ([\lambda_{P\theta}])^{-1} \cdot [\eta_{P\theta}] \cdot \Delta P \quad (4.63)$$

onde: $[\lambda_{QV}]$ e $[\lambda_{P\theta}]$ são, respectivamente, as matrizes diagonais dos autovalores de J_{RQV} e $J_{RP\theta}$;

$[\xi_{QV}]$ e $[\xi_{P\theta}]$ são, respectivamente, as matrizes dos autovetores direitos de J_{RQV} e $J_{RP\theta}$;

$[\eta_{QV}]$ e $[\eta_{P\theta}]$ são, respectivamente, as matrizes dos autovetores esquerdos de J_{RQV} e $J_{RP\theta}$.

E admitindo-se que as matrizes reduzidas J_{RQV} e $J_{RP\theta}$ são simétricas em valor ($\xi^{-1} = \eta$) obtêm-se as equações (4.64) e (4.65) para as variações modais de tensão e ângulo em função das variações modais das potências ativa e reativa.

$$\Delta v_m = ([\lambda_{QV}])^{-1} \cdot \Delta q_m \quad (4.64)$$

$$\Delta \theta_m = ([\lambda_{P\theta}])^{-1} \cdot \Delta p_m \quad (4.65)$$

onde: Δv_m e $\Delta \theta_m$ são, respectivamente, as variações modais das tensões e ângulos;
 Δq_m e Δp_m são, respectivamente, as variações modais das potências ativas e reativas.

Sabe-se que cada variação modal de tensão Δv_m , ângulo $\Delta \theta_m$, potência ativa Δp_m e potência reativa Δq_m são, respectivamente, combinações lineares⁸ das variações de tensão ΔV , ângulo $\Delta \theta$, potência ativa ΔP e potência reativa ΔQ em cada uma das barras do sistema. Assim, as equações (4.64) e (4.65) mostram que a estabilidade de tensão do sistema pode ser avaliada através da inspeção dos autovalores λ_{QV} e $\lambda_{P\theta}$, uma vez que:

Se $\lambda_{QV} = 0$ (ou $\lambda_{P\theta} = 0$), qualquer variação da potência reativa modal Δq_m (ou da potência ativa modal Δp_m) causa variações muito grandes nas tensões modais Δv_m (ou ângulos modais $\Delta \theta_m$) indicando uma situação de colapso do sistema;

Se $\lambda_{QV} > 0$ (ou $\lambda_{P\theta} > 0$), as variações Δq_m (Δp_m) e Δv_m ($\Delta \theta_m$) ocorrem no mesmo sentido, indicando que o sistema é estável;

Se $\lambda_{QV} < 0$ (ou $\lambda_{P\theta} < 0$), as variações Δq_m (Δp_m) e Δv_m ($\Delta \theta_m$) ocorrem em sentidos opostos, indicando que o sistema é instável.

E a contribuição da j -ésima barra para o i -ésimo modo crítico ($\lambda_{QV(i)} \approx 0$ ou $\lambda_{P\theta(i)} \approx 0$) é obtida a partir do fator de participação (FP_{ij}), expresso pela equação (4.66).

$$FP_{ij} = \frac{\|\xi_{ij}\| \cdot \|\eta_{ij}\|}{\|\xi_i\| \cdot \|\eta_i\|} \quad (4.66)$$

Assim, quanto maior o fator de participação de uma determinada barra (associada a um modo crítico), mais impacto ela exerce sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema quando ocorrem variações nas suas potências ativa ou reativa injetadas. Esse

⁸Uma vez que $\Delta v_m = \eta \cdot \Delta V$, $\Delta \theta_m = \eta \cdot \Delta \theta$, $\Delta p_m = \eta \cdot \Delta P$ e $\Delta q_m = \eta \cdot \Delta Q$

fato torna a análise modal uma ferramenta poderosa para identificar as áreas e/ou barras críticas com o intuito de investigar possíveis ações preventivas e/ou corretivas.

O programa FLOW realiza a análise de autovalores, vide (4.61), das matrizes reduzidas J_{RQV} e $J_{RP\theta}$ utilizando uma versão implementada em C++ da rotina **ZGEEV**, pertencente à biblioteca **LAPACK** (Linear Algebra **PACK**age), capaz de lidar com matrizes complexas não-simétricas (ANDERSON et al., 1999).

4.5.2 O programa DSIM

Sabe-se que o programa DSIM contempla todos os modelos descritos no item 4.2 e resolve numericamente o sistema de equações algébrico-diferenciais resultante dessa modelagem (vide equacionamento no item 4.2.5) utilizando o *solver* DASSLC que implementa o método BDF, descrito no item 4.4.4. Assim, os próximos itens fornecem informações relacionadas aos recursos de simulação disponíveis até o momento e detalham o tratamento conferido às não linearidades existentes nos LTCs, AVR e OXLs.

4.5.2.1 Recursos disponíveis

Para executar uma simulação dinâmica, faz-se necessário fornecer o tempo final da simulação em segundos, o intervalo de tempo Δt para impressão dos resultados e os valores para os erros relativo **RTOL**⁹ e absoluto **ATOL**¹⁰ para o cálculo da matriz de iteração G , definida na equação (4.51). A seguir, devem-se fornecer os parâmetros dos modelos dinâmicos para todos os dispositivos escolhidos e agendar os eventos a serem executados durante a simulação. A tabela 4.4 apresenta os eventos disponíveis no programa DSIM juntamente com os parâmetros necessários a sua execução.

A tabela 4.4 também ilustra as limitações existentes no programa DSIM até o presente momento. Sabe-se, por exemplo, que ainda não é possível simular: desconexões de uma única extremidade de linhas (ou transformadores), retirada de geradores e alterações no ajuste dos OXLs e tapes do LTCs durante a simulação dinâmica.

⁹Em (E. CAMPBELL S. L., 1996), recomenda-se adotar $RTOL = 10^{-m+1}$, onde m igual ao número de dígitos necessários para calcular y .

¹⁰Em (E. CAMPBELL S. L., 1996), recomenda-se adotar $ATOL$ igual ao valor em que y é considerado insignificante.

Tabela 4.4: Eventos contemplados no programa DSIM.

Tipo de evento	Contingência	Desconexão de carga	Variação de demanda	Chavear dispositivos	Alterar ajuste
Dispositivos	linhas trafos	cargas	cargas motores	capacitores indutores	geradores
Barra1	sim	sim	sim	sim	sim
Barra2	sim	não	não	não	não
Variáveis de controle	-	-	-	-	torque vref
Ações	colocar retirar	colocar retirar	aumentar diminuir	colocar retirar	aumentar diminuir
Valor1	-	-	taxa [pu/s]	condutância [pu]	taxa [pu]
Valor2	-	-	-	susceptância [pu]	-
t_0	sim	sim	sim	sim	sim
t_f	não	não	sim	não	não
kp^{11}	não	não	taxa [pu]	não	não
kq^{12}	não	não	taxa [pu]	não	não

¹¹Define que porcentagem da demanda ativa, não é aplicável no caso de motores.

¹²Define que porcentagem da demanda reativa, não é aplicável no caso de motores.

4.5.2.2 Tratamento dos limites nos controles

Sabe-se que a instabilidade de tensão possui uma forte relação com a atuação dos controles existentes no sistema elétrico, principalmente quando esses atingem os seus limites de operação (vide exemplo no item 2.3). Assim, representar corretamente esses limites é um aspecto fundamental para avaliar dinamicamente a estabilidade de tensão. A figura 4.7 apresenta a definição para os limites "anti-windup" encontrados em alguns tipos de controles.

Figura 4.7: Controlador com limites.

Observa-se que os limites "anti-windup" interrompem o processo de integração ($dy/dt = 0$) quando a variável y atinge $L_{\min}$ ou $L_{\max}$ e ainda há acúmulo do termo integral (f diferente de zero).

Nesse trabalho verificou-se que o procedimento mencionado não é adequado para implementar os limites "anti-windup", quando se utiliza o pacote DASSLC, uma vez que a execução abrupta da condição $dy/dt = 0$ gera instabilidade numérica. A fim de contornar esse problema, aplicaram-se as técnicas *Tracking* e *FeedBack-Reset*, explicadas a seguir.

A técnica denominada *Tracking* (ou *Bloqueio do termo integral*) consiste em reduzir a integração suavemente através da realimentação do valor absoluto do erro entre os valores de y antes (y_1) e depois do limitador (y_2), conforme ilustrado na figura 4.8.

Figura 4.8: Anti-windup: técnica *Tracking*.

A técnica denominada *FeedBack-Reset* é diretamente aplicável a controladores tipo proporcional-integral (vide figura 4.9(a)) e consiste em realizar a transformação de blocos ilustrada na figura 4.9(b). Em (FERNANDES, 2001) demonstra-se que para realizar essa transformação deve-se impor a constante de tempo $T_I = K_P/K_I$.

Figura 4.9: Anti-windup: técnica *FeedBack-Reset*.

No programa DSIM aplicam-se as duas técnicas mencionadas: os limites dos AVRs são implementados através da técnica *FeedBack-Reset* e os limites nos LTCs e OXLs são implementados através da técnica *Tracking*.

4.6 Resultados para o sistema de 10 barras da BPA

Com o objetivo de validar as ferramentas descritas nos itens anteriores, apresentam-se resultados provenientes da simulação dinâmica do sistema de 10 barras da BPA, cujos resultados são amplamente divulgados e conhecidos na literatura técnica (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994; CIGRE, 1995; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A fig. 4.10 mostra o diagrama unifilar do sistema de 10 barras da BPA. Esse sistema representa uma situação em que a maior parte do consumo total nas barras 8 e 11 (6855 MW, 1045.7 MVar) é suprido por cinco linhas de transmissão de 500kV. O gerador localizado na barra 3 fornece apenas 1155 MW, e a potência restante é suprida pelos dois geradores, eletricamente distantes, localizados nas barras 1 e 2.

Figura 4.10: Sistema de 10 barras da BPA.

As duas cargas nas barras 8 e 11 são, respectivamente, de naturezas industrial e um misto de comercial e residencial. A área de carga possui uma grande quantidade de reserva reativa suprida por vários capacitores em derivação e, além disso, existe um gerador local de 1600 MVA na barra 3. Sabe-se que esse sistema desenvolve um cenário típico de instabilidade de tensão que evolui rapidamente para uma situação de colapso quando uma das cinco linhas de 500kV, entre as barras 6 e 7, é aberta sem a necessidade da ocorrência de uma falta.

Os resultados apresentados a seguir correspondem aos Casos A, B, C e D de (CIGRE, 1995) em que a representação das cargas e demais componentes desse sistema é apresentada na tabela 4.5. Os dados utilizados nas simulações encontram-se no item A.2.

Tabela 4.5: Hipóteses adotadas na simulação do sistema BPA de 10 barras.

		Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Cargas	Barra 8 Barra 11	100% Z cte 100% Z cte	100% S cte 100% Z cte	100% S cte 100% Z cte	50% S cte, 50% motor 100% Z cte
Limites I_{fd}	Gerador 1 Gerador 2 Gerador 3	barra <i>swing</i> limitado limitado	barra <i>swing</i> limitado limitado	barra <i>swing</i> limitado limitado	barra <i>swing</i> limitado limitado
LTC	barras 10-11 demais	inativo inativos	inativo inativos	ativo inativos	ativo inativos

A figura 4.11(a) mostra a evolução temporal da tensão na barra 11 para os casos A e B da tabela 4.5. Nessas duas situações a estabilidade do sistema é mantida após a ocorrência da contingência. Convém ressaltar que esses resultados são próximos aos publicados em (CIGRE, 1995) cujo resultado do programa EUROSTAG encontra-se reproduzido na figura 4.11(b).

(a)

(b)

Figura 4.11: Tensão barra 11 - Casos A e B.

Convém comentar que a principal diferença existente entre as figuras 4.11(a) e (b) deve-se à condição inicial assumida para a tensão da barra 11. Na figura 4.11(a) admitiu-se que a composição da barra 11 deveria ser utilizada para o cálculo do fluxo de potência enquanto na 4.11(b) observa-se que essa hipótese não foi adotada na simulação.

A fig. 4.12 mostra a evolução temporal das tensões no primário (barra 10) e secundário (barra 11) do LTC que alimenta a carga situada na barra 11 para o caso C da tabela 4.5. Pode-se observar claramente que o LTC, na tentativa de sustentar a tensão na barra 11 próxima a seu valor de regime, prejudica a sua tensão primária (barra 10) contribuindo para agravar a instabilidade de tensão que culmina em colapso.

Figura 4.12: Tensões nas barra 10 e 11 - caso C.

As figuras 4.13 e 4.14 explicam a sequência de eventos que leva o sistema de uma situação de instabilidade de tensão ao colapso. A fig. 4.13 mostra que imediatamente após a contingência (em 30s) o LTC entra em operação mantendo a tensão na barra 11 próxima ao seu valor de regime até o instante $t = 140s$.

Figura 4.13: Tape do LTC 10 11 - caso C.

Paralelamente, observa-se na fig. 4.14 que a contingência exige um aumento no despacho de reativos do gerador local (barra 3). Esse supre essa demanda adicional até o instante $t = 140s$, quando o seu OXL limita em definitivo a sua capacidade de suprir reativos para as cargas. A partir desse instante ($t = 140s$), a potência reativa adicional exigida pelas cargas não pode mais ser suprida somente pelo gerador local e o gerador remoto (barra 2) assume o fornecimento de parte desses reativos. Como o gerador remoto está eletricamente distante das cargas, o envio de reativos torna-se ineficiente e observa-se uma queda progressiva das tensões nas barras de carga até a situação de colapso. O processo

é agravado pelo LTC que torna a atuar a partir de $t = 143$ s acelerando o declínio de sua tensão primária (barra 10) e tornando o suporte reativo dos capacitores de derivação localizados nas barras 7, 8 e 9 ineficazes (vide dados do sistema no item A.2).

Figura 4.14: Correntes de campo geradores 2 e 3 - caso C.

Ao mudar a composição da carga na barra 8 de 100% potência constante (Caso C) para 50% potência e 50% motor (Caso D) verifica-se que o sistema tende ao colapso de tensão segundo uma seqüência de eventos bastante similar à descrita anteriormente, porém observa-se que o colapso de tensão é atingido mais rapidamente devido à alta porcentagem de motores na barra 8, vide fig. 4.15.

Figura 4.15: Tensão na barra 11 - casos C e D.

As figs. 4.16 e 4.17 mostram a alta sensibilidade dos motores com a tensão de alimentação. Nas figs. 4.16 e 4.17, observa-se o aumento progressivo da corrente absorvida pelo motor a medida que sua velocidade rotórica diminui. Não há variação no torque mecânico na

fig. 4.16, uma vez que admite-se torque constante para a carga mecânica.

Figura 4.16: Torque e corrente do motor - caso D.

Figura 4.17: Escorregamento do motor - caso D.

Convém ressaltar que os resultados apresentados são próximos aos publicados em (CIGRE, 1995). As principais diferenças entre os resultados desse trabalho e os publicados relacionam-se aos intervalos de tempo entre os eventos, fato esse observado também entre os próprios simuladores dinâmicos contemplados em (CIGRE, 1995). Convém ressaltar que esse fato não invalida o simulador dinâmico implementado, uma vez que esse mostra-se capaz de reproduzir de forma satisfatória a dinâmica observada em fenômenos de instabilidade de tensão.

5 Análise de estabilidade de tensão utilizando modelos de carga estáticos e dinâmicos

5.1 Objetivos

Este capítulo tem por objetivo avaliar a influência atribuída à interação entre os dispositivos existentes no sistema elétrico e os modelos de carga apresentados no item 4.2.3 sobre a estabilidade de tensão do sistema. Inicialmente, utilizam-se sistemas de apenas duas e três barras para apresentar alguns aspectos relacionados ao comportamento da carga e como cada um deles pode impactar de forma favorável ou não para a melhoria da estabilidade do sistema. Posteriormente, essa análise é estendida para o sistema de 14 barras do IEEE.

5.2 Alguns aspectos sobre o comportamento da carga

Sabe-se que o comportamento da carga analisado a partir de um transformador de subestação reflete a ação de um grande número de cargas individuais, alimentadas através de troncos e ramais de distribuição, além de uma série de outros equipamentos, como: transformadores de distribuição, capacitores chaveados, reguladores de tensão entre outros, conforme ilustrado na figura 5.1.

Figura 5.1: Diagrama unifilar simplificado de um transformador de subestação.

A presença dessa diversidade de dispositivos, aliada ao fato de que o comportamento da carga é sensível a fatores como: estações do ano, situação do clima, hábitos de consumo durante dias de semana e finais de semana ou durante o dia e a noite entre outros, tornam a modelagem da carga um problema bastante difícil de ser resolvido. Apesar dessas dificuldades, o trabalho proposto por Hill (HILL, 1993) identifica a dependência dinâmica entre as potências ativa e reativa consumidas pela carga e sua tensão de alimentação, conforme ilustrado na figura 5.2¹.

Figura 5.2: Comportamento dinâmico da carga.

A figura 5.2 ilustra uma tendência exponencial para os consumos de potência ativa e reativa da carga quando a mesma é submetida a um degrau de tensão. Baseado nesse fato, Hill propôs um modelo, vide equações (4.17) e (4.19), capaz de reproduzir esse comportamento utilizando como parâmetros as seguintes sensibilidades: potência ativa-tensão em regime permanente (α_S), potência ativa-tensão transitória (α_T), potência reativa-tensão em regime permanente (β_S) e potência reativa-tensão transitória (β_T). Estas sensibilidades, expressas através das equações (5.1) e (5.2), são obtidas através de medições de campo. Basicamente o processo consiste em aplicar diversos degraus de tensão na carga, através da mudança gradual do tape de um dos transformadores da subestação, e realizar medições a fim de determinar as sensibilidades e constantes de tempo definidas nas equações (4.17) e (4.19).

$$\alpha = \frac{dP/P_0}{dV/V_0} \quad (5.1)$$

$$\beta = \frac{dQ/Q_0}{dV/V_0} \quad (5.2)$$

onde: V_0 , P_0 e Q_0 são, respectivamente, a tensão e as potências ativa e reativa da carga em sua condição normal de operação;

dV , dP e dQ são, respectivamente, a variação de tensão aplicada na carga e as variações de potência ativa e reativa medidas.

¹Fonte: (KARLSSON, 1992).

Uma vez determinados todos esses parâmetros, a dependência dinâmica entre as potências ativa e reativa consumidas pela carga, conhecida na literatura por *load recovery*, é aproximada pelo modelo Hill através de uma tendência exponencial, detalhada na figura 5.3.

Figura 5.3: *Load Recovery* - Modelo Hill.

A figura 5.3 mostra uma carga, representada pelo modelo Hill, inicialmente alimentada em um nível de tensão V_0 e consumindo as potências ativa e reativa P_0 e Q_0 . Quando a tensão que alimenta a carga sofre uma queda para V_1 , as potências ativa e reativa consumidas assumem, instantaneamente, os valores transitórios P_T e Q_T , segundo o comportamento definido pelas sensibilidades α_T e β_T . Somente decorridos cerca de dois terços de T_P e T_Q , as potências ativa e reativa consumidas pela carga estabilizam-se nos valores P_S e Q_S , segundo o comportamento definido pelas sensibilidades α_S e β_S . Assim, por exemplo, torna-se possível simular cargas que comportam-se transitoriamente como corrente constante ($\alpha_T = \beta_T = 1$) porém, devido às diferentes dinâmicas dos dispositivos existentes no sistema de distribuição, têm seus consumos de potência ativa e reativa restaurados segundo um comportamento de impedância constante ($\alpha_S = \beta_S = 2$).

Nesse ponto convém ressaltar que o fenômeno de *load recovery*, anteriormente descrito, não é necessariamente observado em todas as barras de carga do sistema de transmissão.

Assim, existem também cargas que apresentam resposta instantânea a eventuais quedas ou aumentos de tensão, como por exemplo cargas compostas predominantemente por lâmpadas incandescentes e fluorescentes, fornos elétricos a arco, processos industriais que envolvem eletrólise entre outros (TAYLOR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998). Tais tipos de carga são bem representadas pelos modelos de carga estáticos ZIP, vide equações (4.15) e (4.16), e exponencial, vide equações (4.13) e (4.14), apresentados no item 4.2.3.1.

Recentemente, o trabalho de Navarro (NAVARRO, 2005) deu continuidade ao trabalho de Hill (KARLSSON, 1992) analisando a adequação desse modelo para representar o comportamento das cargas em sistemas de potência. As principais contribuições de (NAVARRO, 2005) são: a proposição de uma metodologia automática para identificar os parâmetros dos modelos dinâmicos de carga através de medições, a constatação da inadequação do modelo proposto por Hill para representar o comportamento da carga quando sua tensão de alimentação apresenta afundamentos superiores a 5% e a recomendação do modelo proposto por Ihara, vide equações (4.21), (4.22), (4.23) e (4.24), para afundamentos de tensão entre 5% e 30%. Nesse contexto, o presente trabalho contribui com a literatura analisando eventuais diferenças nas avaliações de estabilidade de tensão decorrentes da aplicação de cada um dos dois modelos citados.

As figuras 5.4 e 5.5 mostram, respectivamente, as respostas desses dois modelos para um degrau na tensão de alimentação igual a 30%. Os parâmetros utilizados nos cenários apresentados são típicos, vide (IHARA; TANI; TOMIYAMA, 1994) e (NAVARRO, 2005), e encontram-se na tabela 5.1.

Figura 5.4: Comportamento da Potência ativa para $\Delta V = 30\%$

Figura 5.5: Comportamento da Potência reativa para $\Delta V = 30\%$

Tabela 5.1: Parâmetros utilizados nos modelos Hill e Ihara.

Cenário	Modelo	$T_p[s]$	α_S ou K_p	α_T ou P_{dyn}	$T_q[s]$	β_S ou K_q	β_T ou Q_{dyn}
1	Hill	70	-0.32	1.65	78	-0.48	2.22
2	Ihara	0.7	0.7	0.4	0.7	1.6	0.917
3	Ihara	1.7	0.5	0.5	1.7	1.5	0.5

Segundo (NAVARRO, 2005), o modelo Hill é inadequado para representar o comportamento da carga nessa situação. De fato, vê-se claramente nas figuras 5.4 e 5.5 que o modelo Ihara apresenta constantes de tempo bem inferiores ao modelo Hill. Além disso, após alguns testes efetuados com ambos os modelos, constatou-se que, dentro da faixa de parâmetros típicos, o modelo Ihara é capaz de representar quedas transitórias mais acentuadas na potência reativa absorvida pela carga, fato esse observado em cargas compostas por uma porcentagem significativa de motores quando submetidas a quedas de tensão severas.

5.3 Impacto das sensibilidades da carga sobre a estabilidade de tensão

Nesse item analisa-se o impacto das sensibilidades em regime permanente e transitória da carga sobre a estabilidade de tensão do sistema. Para isso, utiliza-se a rede de transmissão ilustrada na figura 5.6 e verifica-se o comportamento da carga frente à ocorrência de uma contingência simples. Os parâmetros elétricos dessa rede encontram-se no item A.3.

Figura 5.6: Sistema de duas barras.

5.3.1 Impacto das sensibilidades em regime permanente (α_S e β_S)

Para essa análise, utiliza-se o modelo estático exponencial, vide equações (4.13) e (4.14), e traça-se a sua resposta em regime permanente ² para diferentes valores de α_S sobre as curvas PV da rede para as situações de pré e pós-contingência. A figura 5.7 sintetiza os resultados obtidos.

Figura 5.7: Impacto das sensibilidades em regime permanente (α_S).

Analisando a figura 5.7, percebe-se que as respostas da carga correspondentes aos α_S positivos (em azul) correspondem a cenários mais estáveis, uma vez que sempre existe um ponto de equilíbrio que intercepta a curva PV na situação de pós-contingência. O mesmo não se verifica para os α_S negativos (em vermelho), uma vez que somente a resposta correspondente a $\alpha_S = -0.1$ intercepta a curva PV. Essa observação pode ser generalizada para todos os modelos de carga, uma vez que valores negativos de α_S e β_S correspondem

²Funções: $P(V) = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_S}$

a situações em que a potência restaurada pós-distúrbio possui magnitude superior ao valor consumido antes do distúrbio. Normalmente, valores negativos de α_S e β_S estão relacionados à existência de um ou mais dispositivos para restauração da carga (como LTCs e reguladores de tensão) na rede de distribuição.

5.3.2 Impacto das sensibilidades transitórias (α_T e β_T)

Para essa análise, utiliza-se o modelo dinâmico de Hill, fixando α_S em -0.1 (curva azul "lisa" da figura 5.8). A seguir, traça-se a sua resposta em regime transitório ³ para diferentes valores de α_T sobre as curvas PV de pré e pós-contingência e a curva $\alpha_S = -0.1$, que corresponde ao ponto de equilíbrio pós-distúrbio. A figura 5.8 apresenta os resultados obtidos.

Figura 5.8: Impacto das sensibilidades em regime transitório (α_T).

Observando a figura 5.8 percebe-se que, instantaneamente após a contingência, o ponto de operação do sistema é definido pela intersecção das respostas transitórias da carga ($\alpha_T = 0.65$, $\alpha_T = 1$ e $\alpha_T = 2$) com a curva PV de pós-contingência. Durante a constante de tempo T_P , o ponto de operação desloca-se sobre a curva PV pós-contingência até atingir o ponto de operação em regime permanente, definido pela intersecção dessa com a curva $\alpha_S = -0.1$. Observa-se que quando mais o valor de α_T se aproxima do valor de α_S , menor é a queda transitória da potência absorvida pela carga, vide figura 5.9.

³Funções: $P(V) = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_T}$

Figura 5.9: Potência absorvida pela carga para diferentes valores de α_T .

Esse fato ilustra a dificuldade em se definir critérios para a tomada de ações preventivas e/ou corretivas, como por exemplo: corte de parte da carga ou adição de suporte reativo local, frente a um cenário de instabilidade de tensão. Vê-se, claramente, que a característica da carga é capaz de influenciar o comportamento do sistema de tal forma que uma situação de colapso pode ser atingida sem que alguns sintomas típicos de sua deterioração (no caso, a queda repentina da potência consumida pelas cargas) sejam observados pelos operadores. Neste ponto convém ressaltar que, independentemente dos indicadores utilizados para detectar a aproximação de um colapso de tensão, qualquer ação preventiva ou corretiva deve garantir a existência de um ponto de operação em regime permanente (intersecção da curva α_S com a curva PV pós-contingência). Considerações relacionadas à velocidade de disparo dessas ações são completamente ineficazes caso essa condição não seja satisfeita.

Com o intuito de aferir a análise discutida nesse item, simulou-se dinamicamente uma contingência simples no sistema de duas barras da figura 5.6 utilizando o modelo Ihara com os seguintes parâmetros $K_P = -0.1$, $P_{dyn} = 0.8$ e $P_{drop} = 0$. A figura 5.10 mostra o resultado obtido para essa simulação sobre um diagrama similar ao da figura 5.8. Convém ressaltar que calcularam-se as sensibilidades $\alpha_S = -0.09$ e $\alpha_T = 1.55$ para o modelo Ihara utilizando a equação (5.1) sobre as respostas $V(t)$ e $P(t)$ da carga obtidas da simulação dinâmica.

Figura 5.10: Análise estática vs dinâmica do mecanismo de *load recovery*.

5.4 Impacto dos controles sobre a resposta transitória da carga

Nessa seção discute-se o impacto dos controles existentes no sistema sobre a interação entre a carga e a rede elétrica. Para isso, utiliza-se o sistema de três barras, apresentado na seção 2.3 (vide figura 2.1), e procede-se a uma análise similar à apresentada na seção 5.3. Para essa análise utiliza-se um modelo dinâmico de carga Hill com os seguintes parâmetros: $\alpha_S = -0.1$, $\alpha_T = 2.0$, $\beta_S = 0.4$, $\beta_T = 3.0$ e $T_P = T_Q = 10s$.

As figuras 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14 ilustram as comparações entre as análises estáticas e as simulações dinâmicas para uma contingência em uma das linhas situadas entre as barras 1 e 3 supondo os dois cenários: no primeiro o gerador situado na barra 2 fornece reativos para a carga normalmente e no segundo há uma limitação no fornecimento de reativos do gerador devido aos limites de operação do AVR. Nesse ponto convém ressaltar que:

- as curvas identificadas como "Pré-contingência" e "Pós-contingência" são provenientes de um fluxo de potência continuado (utilizando o programa UWPFLOW) adotando um modelo de impedância constante para a carga localizada na barra 4;
- as curvas identificadas como "Pré-FLOW" e "Pós-FLOW" resultam das simulações de fluxos de potência sucessivos (utilizando o programa FLOW) adotando um modelo tipo exponencial, com $\alpha_S = -0.1$ e $\beta_S = 0.4$, para a carga localizada na barra 4.

As figuras 5.11 e 5.12 mostram as curvas PV e QV na barra 4, obtidas para uma situação em que o AVR mantém o controle sobre a tensão na barra 2. Observa-se nas duas figuras que, imediatamente após a contingência, as potências ativa e reativa consumidas pela carga seguem as trajetórias definidas pela sua característica transitória (α_T e β_T) e pela curva "Pós-FLOW".

Figura 5.11: Mecanismo de *load recovery* da potência ativa - ação irrestrita do AVR.

Figura 5.12: Mecanismo de *load recovery* da potência reativa - ação irrestrita do AVR.

Esse comportamento é esperado uma vez que a carga "enxerga" uma tensão fixa na barra do gerador, e assim os sucessivos pontos de equilíbrio calculados na simulação dinâmica equivalem ao resultado de um fluxo de potência que contempla um modelo de carga exponencial suprido por uma barra PV e uma barra *swing*.

As figuras 5.13 e 5.14 mostram as curvas PV e QV na barra 4, para uma situação em que o AVR perde o controle sobre a tensão na barra 2, devido a uma restrição de seus limites operacionais. Observa-se nas duas figuras que, imediatamente após a contingência, as potências ativa e reativa consumidas pela carga seguem as trajetórias definidas pela sua característica transitória (α_T e β_T) e pela curva "Pós-contingência".

Figura 5.13: Mecanismo de *load recovery* da potência ativa - ação limitada do AVR.

Figura 5.14: Mecanismo de *load recovery* da potência reativa - ação limitada do AVR.

Esse comportamento é similar ao comentado na seção 5.3.2. Nesse caso, a carga "enxerga" o gerador como uma barra que fornece potências ativa e reativas fixas, e assim os sucessivos pontos de equilíbrio calculados na simulação dinâmica equivalem ao resultado de um fluxo de potência que contempla um modelo de carga exponencial suprido por uma barra PQ

e uma barra *swing*.

Nesse ponto convém ressaltar que, apesar dos resultados apresentados nos itens 5.3 e 5.4, a análise estática baseada no modelo do fluxo de potência é incapaz de prever o comportamento da carga durante o período transitório. A título de exemplo, a trajetória descrita pelas potências ativas e reativas consumidas pela carga não seguem as curvas "Pós-contingência" ou "Pós-FLOW" caso as constantes de tempo T_P e T_Q utilizadas no modelo de carga Hill possuísem valores distintos. Entretanto, esse fato não invalida a metodologia aqui apresentada, uma vez que ela apresenta resultados bastante satisfatórios para determinar o ponto de operação do sistema pós-evento.

5.5 Impacto das cargas dinâmicas sobre a estabilidade de tensão

Nesse item, analisa-se o impacto em se adotar os modelos dinâmicos discutidos no item 4.2.3.2 sobre alguns dos principais indicadores adotados para avaliar estaticamente a estabilidade de tensão do sistema, a citar: o ponto de máximo carregamento e o limite de carregamento pós-contingência. Para isso, utiliza-se o sistema de 14 barras do IEEE e admite-se que as cargas dinâmicas estão localizadas na barra mais crítica, identificada através da análise modal (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992). Adicionalmente, faz-se uma análise comparativa entre os incrementos obtidos na margem de estabilidade para diferentes modelos de carga quando se adota o "alívio de carga" como ação corretiva.

A tabela 5.2 e a figura 5.15 apresentam os resultados da análise modal sobre a matriz $\mathbf{J}_{RQV}$ do fluxo de potência. A tabela 5.2 apresenta os três menores autovalores provenientes dessa análise, permitindo identificar o modo mais crítico **EigJRQV1**. Já a figura 5.15 apresenta os fatores de participação (FP) para o modo EigJRQV1 permitindo identificar, através da propriedade ilustrada no item 4.5.1.2, as barras 14, 10 e 9 como sendo as mais críticas associadas a esse modo.

Tabela 5.2: Autovalores JRQV - IEEE 14 barras.

Modo	Autovalor
EigJRQV1	(0.0312,0.0000)
EigJRQV2	(1.9185,0.0000)
EigJRQV3	(3.3306,0.0000)

Figura 5.15: Fatores de participação - modo EigJRQV1 (IEEE 14 barras).

Com base no resultado da análise modal, seleciona-se a barra 14 para colocar os modelos dinâmicos de carga. Os parâmetros desses modelos encontram-se na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Modelos dinâmicos para carga localizada na barra 14.

Modelo	$T_p[s]$	α_S ou K_p	α_T ou P_{dyn}	$T_q[s]$	β_S ou K_q	β_T ou Q_{dyn}	-
Hill	61	-0.16	1.31	88	-0.77	2.08	-
Ihara	1.7	0.7	0.4	1.7	1.6	0.5	-
-	$Sn[MVA]$	$R_s[pu]$	$X_s[pu]$	$X_m[pu]$	$R_r[pu]$	$X_r[pu]$	$H[s]$
Motor	15	0.035	0.094	2.80	0.048	0.163	0.93

5.5.1 Avaliação do ponto de máximo carregamento

Nesta seção comparam-se os resultados das simulações dinâmicas, para os modelos de carga listados na tabela 5.3 e o modelo de potência constante, com o resultado proveniente do fluxo de potência continuado (pressupondo todas as cargas tipo potência constante).

A figura 5.16 mostra as margens de carregamento, calculadas em função do parâmetro de *stress* Z^4 (vide item 3.5.5), para os diferentes tipos de carga alocados na barra 14. Observa-se que, conforme esperado, a simulação dinâmica que emprega apenas o modelo de carga tipo potência constante resulta no ponto de máximo carregamento mais conservativo. As demais cargas, cujos consumos de potências ativa e reativa dependem da tensão de alimentação, apresentam margens de carregamento mais otimistas. Convém ressaltar

⁴Conceitualmente o *parâmetro de stress* é definido através da expressão (3.2) no item 3.5.2. Nesse trabalho, essa expressão é particularizada para os modelos de carga abordados através das relações $P(t) = P_0 \cdot (1 + Z \cdot k_p \cdot (t - t_0))$ e $Q(t) = Q_0 \cdot (1 + Z \cdot k_q \cdot (t - t_0))$. Para os motores, adotou-se $T_{mec}(t) = T_0 \cdot (1 + Z \cdot (t - t_0))$.

que o emprego dos modelos dinâmicos Ihara e Hill resultam em margens de carregamento praticamente idênticas.

Figura 5.16: PMC - barra14: diferentes modelos de carga.

As figuras 5.17 e 5.18 mostram as curvas PV e QV resultantes das mesmas simulações. Estas curvas ilustram a dependência das potências ativa e reativas nas cargas dinâmicas com sua tensão de alimentação. Percebe-se que, utilizando os parâmetros típicos, as potências ativa e reativa consumidas pelo modelo Ihara são mais sensíveis com relação às variações de tensão quando comparadas com o modelo Hill. Conforme ilustrado na figura 5.16, esse fato não resulta em um aumento significativo na margem de carregamento.

Figura 5.17: Curvas PV - barra14: diferentes modelos de carga.

Figura 5.18: Curvas QV - barra14: diferentes modelos de carga.

Adicionalmente observa-se nas figuras 5.17 e 5.18 que o resultado oriundo do fluxo de potência continuado (com os limites de despacho de potência reativa nas barras PV) é bem mais conservativo em relação aos demais. Essa discrepância deve-se à representação dos limites de reativos nos geradores implementada no programa UWPFLOW. As figuras 5.19 e 5.20 ratificam essa afirmação apresentando as curvas PV e QV obtidas através da simulação dinâmica antes(em azul) e após(em vermelho) a redução dos limites operacionais das excitatrizes (AVRs) nos geradores. Adicionalmente essas figuras contêm simulações, oriundas do UWPFLOW, em que os limites nos geradores são considerados(em preto) e são desprezados(em verde).

Figura 5.19: Curvas PV - barra14: impacto dos limites nos AVRs

Figura 5.20: Curvas QV - barra14: impacto dos limites nos AVRs

Com o intuito de explicar o comportamento do motor, observado nas figuras 5.17 e 5.18, utiliza-se o diagrama apresentado na figura 5.21.

Figura 5.21: Motor (barra 14): Relação entre os torques eletromagnético e mecânico.

Nesse, observa-se a variação do escorregamento s e do torque eletromagnético T_{em} do motor frente a um aumento do torque mecânico T_{mec} quando admite-se uma relação quadrática deste último com o escorregamento. Verifica-se que ao incrementar o valor do torque mecânico de T_0 a T'_0 há um aumento do torque eletromagnético e uma diminuição gradual do escorregamento do motor. Em T'_0 o motor atinge o seu conjugado eletromagnético máximo e, a partir desse instante, qualquer incremento no torque

mecânico resulta em uma redução abrupta do torque eletromagnético e um aumento significativo do escorregamento. Esse estado persiste até o ponto T_0'' ser atingido, a partir daí qualquer incremento no torque mecânico resulta no *stall* do motor de indução e o sistema perde a estabilidade.

A figura 5.21 mostra a evolução temporal das grandezas associadas ao comportamento do motor. Percebe-se que o incremento da carga mecânica provoca, inicialmente, aumentos graduais no escorregamento e nos consumos de potência ativa (diretamente relacionada com o torque eletromagnético) e reativa acompanhada de uma queda de sua tensão de alimentação. A partir de um determinado instante, observa-se que o escorregamento passa a aumentar mais rapidamente enquanto a potência ativa consumida apresenta uma pequena redução. O cenário evolui para uma situação de colapso quando a tensão do motor atinge cerca de 0.65 pu.

Figura 5.22: Motor (barra 14): Evolução temporal do comportamento.

Ironicamente, apesar do comportamento apresentado nas figuras 5.17 e 5.18, o motor de indução apresentou uma margem de carregamento ligeiramente maior que os demais tipos de carga analisados nas simulações apresentadas, vide figura 5.16.

Ao fim desse item pode-se concluir que a determinação precisa das margens de carregamento é bastante influenciada pela representação dos controles utilizada no fluxo de potência continuado. Além disso, verificou-se que os modelos dinâmicos propostos por Hill e Ihara apresentaram margens de carregamento similares frente a aumentos incrementais da carga. Nesse ponto, sugere-se uma investigação mais profunda no sentido de identificar um modelo estático capaz de reproduzir o comportamento apresentado pelo modelo proposto por Ihara após o período transitório de restauração da carga. Isso per-

mitiria adaptar os programas de fluxos de potência continuado com o intuito de alcançar uma melhor precisão na determinação em tempo real da margem de carregamento do sistema elétrico.

Adicionalmente, observou-se que as cargas compostas por motores de indução apresentam um comportamento dinâmico complexo. A representação adequada desse comportamento é bastante difícil em ferramentas baseadas no equacionamento do fluxo de potência. Na visão do autor, uma representação adequada dessa dinâmica para a determinação em tempo real da margem de carregamento do sistema pode ser alcançada através de uma abordagem quasi-estática, vide item 3.6.

5.5.2 Avaliação do limite de carregamento pós-contingência

Nesta seção analisa-se o desempenho do modelos dinâmicos de carga frente a ocorrência de contingências. Para isso, aplica-se a contingência mais severa para o sistema IEEE 14 barras e obtém-se a margem de carregamento pós-contingência para cada um dos modelos de carga listados na tabela 5.3 e o modelo de potência constante. A partir dos resultados apresentados na tabela 5.4, seleciona-se a contingência L02-03 para ser aplicada na análise apresentada a seguir.

Tabela 5.4: Avaliação das Contingências - IEEE 14 barras.

ID	Contingência	Severidade
1	L02-03	0.23615
2	L01-05	0.27734
3	L07-09	0.29764
4	L01-02	0.37704
5	L02-04	0.3989
6	L09-14	0.41708
7	L04-05	0.42282
8	L06-13	0.42529
9	L02-05	0.43565
10	L09-10	0.46697

A figura 5.23 mostra os limites de carregamento pós-contingência, calculados em função do parâmetro de *stress* Z , para os diferentes tipos de carga situados na barra 14. De forma similar ao ocorrido no item 5.5.1, observa-se que a simulação dinâmica que emprega apenas o modelo de carga tipo potência constante resulta no limite de carregamento mais conservativo. Novamente os limites de carregamento pós-contingência obtidos para os modelos de carga Hill e Ihara são idênticos. Convém mencionar que a contingência L02-

03 faz com que o motor evolua rapidamente para o estado de *stall* devido à carência de um suporte reativo na barra 14.

Figura 5.23: Curvas ZV pós contingência (barra14).

As figuras 5.24 e 5.25 mostram as curvas PV e QV obtidas para os modelos de carga considerados. Nesse caso, percebe-se que as curvas PV e QV correspondentes à carga tipo potência constante são bastante similares às curvas PV e QV obtidas a partir do fluxo de potência continuado desconsiderando a representação dos limites nos controles, vide item 5.4.

Figura 5.24: Curvas PV pós contingência (barra14).

Figura 5.25: Curvas QV pós contingência (barra14).

Em relação aos modelos de carga Hill e Ihara, as figuras 5.24 e 5.25 ilustram a dependência das potências ativa e reativas com sua tensão de alimentação. Percebe-se que, utilizando os parâmetros típicos, as potências ativa e reativa consumidas pelo modelo Ihara são mais sensíveis com relação às variações de tensão quando comparadas com o modelo Hill. Conforme ilustrado na figura 5.23, esse fato não resulta em um aumento significativo do limite de carregamento.

Ao fim desse item pode-se concluir que a determinação dos limites de operação pós-contingência não exige uma representação elaborada dos controles existentes no sistema elétrico. Além disso, verificou-se que os modelos dinâmicos propostos por Hill e Ihara apresentaram limites de operação similares frente a contingências simples.

5.5.3 Impacto sobre o "alívio de carga"

Nesta seção analisa-se o desempenho dos modelos dinâmicos de carga frente à ocorrência de cortes de carga. Para isso, particiona-se a carga em cinco blocos de igual valor e agendam-se eventos para desconexão de, respectivamente, 20%, 40% e 60% da carga situada na barra 14. Para cada um dos cortes efetuados, mede-se o incremento na margem de carregamento alcançado. Em função dessa métrica, avalia-se o impacto para cada um dos modelos de carga estudados, excetuando-se o motor, uma vez que sua desconexão causa interferência na estabilidade numérica das simulações realizadas no DSIM.

A figura 5.26 apresenta os resultados obtidos a partir da análise descrita acima.

Figura 5.26: Aumento na margem de carregamento devido ao corte de carga (barra14).

A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que o corte de carga apresenta maior eficácia quando é realizado sobre cargas que possuem uma característica de potência constante. Além disso, verifica-se que os ganhos auferidos para os modelos de carga Hill e Ihara são bastante próximos (verifica-se apenas uma pequena diferença em favor do modelo de carga Hill, quando há um corte de 60% da carga). Adicionalmente, constata-se que a estimativa no incremento da margem de carga obtida utilizando o fluxo de potência continuado é significativamente mais otimista que o resultante da simulação dinâmica.

6 Conclusões

6.1 Resumo geral

Esse trabalho abordou o problema da estabilidade de tensão, sob o ponto de vista dinâmico, analisando o comportamento transitório e em regime permanente da carga. Para isso, procedeu-se a uma modelagem detalhada da rede elétrica com o intuito de representar adequadamente os principais eventos inerentes aos fenômenos de instabilidade e colapso de tensão relatados na literatura. A seguir, implementaram-se todos os modelos estudados em um programa de simulação multimáquina baseado no *solver* DASSLC. Finalmente, aplicou-se o programa desenvolvido para avaliar o impacto da interação dinâmica entre a carga e os controles existentes na rede elétrica sobre alguns dos principais índices empregados para a avaliação da estabilidade de tensão.

6.2 Principais contribuições

6.2.1 Análise do impacto dos modelos de carga sobre as margens de estabilidade de tensão.

As simulações realizadas no item 5.5 mostram que as diferenças entre os comportamentos dinâmicos dos modelos de carga propostos por Hill e Ihara não apresentaram impacto significativo sobre o ponto de máximo carregamento, vide figura 5.16, e o limite de carregamento pós-contingência, vide figura 5.23. Assim, com base nas simulações realizadas, pode-se afirmar que a aplicação indistinta de qualquer um dos dois modelos mencionados resulta em valores muito próximos para esses dois índices.

Nesse ponto convém ressaltar que a margem de estabilidade de tensão deve ser avaliada através de diagramas de bifurcação (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Assim, apesar das diferenças observadas nas curvas PV e QV obtidas para os dois modelos de carga citados, verificou-se que ambos apresentaram diagramas de bifurcação idênticos.

Em relação aos ganhos de margem de estabilidade de tensão auferidos quando se utiliza o "alívio de carga", observou-se também que a adoção indistinta dos modelos de carga Hill e Ihara também não impacta significativamente nos valores obtidos para esse índice, embora os resultados obtidos apontem o modelo Ihara como possível pivô de resultados mais conservativos. Adicionalmente observou-se que as margens estimadas a partir do fluxo de potência são consideravelmente mais conservativas que as oriundas das simulações dinâmicas.

Além das conclusões anteriores, verificou-se, através de simulações estáticas e dinâmicas, que a determinação do ponto de máximo carregamento é bastante sensível à representação dos controles utilizada no modelo do fluxo de potência, vide item 5.5.1. A representação "retangular", recomendada por alguns autores para representar a curva de capacidade dos geradores, é incapaz de fornecer resultados próximos aos provenientes das simulações dinâmicas.

6.2.2 Aplicação do *solver* DASSLC para análise dinâmica da estabilidade de tensão

Esse trabalho utiliza a versão 1.0 do solver DASSLC para solução numérica do sistema de equações algébrico-diferenciais descrito no item 4.2.5. Apesar de tratar-se de uma ferramenta não muito recente, não se identificaram aplicações da mesma para a solução de problemas relacionados à área de sistemas de potência. Convém ressaltar que na versão utilizada nesse trabalho observou-se que:

- A implementação de modelos discretos de dispositivos é bastante difícil uma vez que sua adição acarreta problemas de instabilidade numérica na DASSLC;
- A representação de limites de operação do controles existentes no sistema elétrico exige a aplicação de técnicas "*anti-windup*" sofisticadas, conforme descrito no item 4.5.2.2.

6.2.3 Outras contribuições

Além das contribuições anteriormente citadas, faz-se necessário citar os seguintes aspectos observados na implementação do fluxo de potência:

- Verificou-se que a solução de sistemas com muitas barras tipo PV (com limites de potência reativa) apresenta problemas de instabilidade numérica caso não se adote um critério para priorizar quantas e quais barras devem ser convertidas para o tipo

PQ (e vice versa). O item 4.5.1 descreve uma heurística que apresentou excelentes resultados para o problema descrito;

- Verificou-se que a representação de motores como cargas tipo PQ não é adequada para inicialização das simulações dinâmicas. Nesse trabalho esse problema foi contornado adotando-se uma solução, bastante simples, que consiste em adicionar o suporte reativo correspondente à diferença entre o valor de potência reativa fornecida no fluxo e o valor de potência reativa obtido após o cálculo das condições iniciais do motor.

6.3 Trabalhos futuros

6.3.1 Investigação de modelos de carga mais realistas

Sabe-se que as sensibilidades para as potências ativa(α) e reativa(β) apresentam uma correlação estreita com fatores como o clima, a temperatura, as estações do ano entre outros. As avaliações de estabilidade de tensão baseadas em valores específicos desses parâmetros são incapazes de abranger boa parte dos mecanismos de instabilidade que podem se manifestar nos sistemas de potência. Assim, pretende-se abordar esse problema através da adição de "incertezas" nos modelos estáticos e dinâmicos de carga implementados utilizando técnicas baseadas em redes neurais (identificou-se algumas publicações nesse sentido) ou através de uma modelagem estocástica.

6.3.2 Inclusão de mais modelos de controle no simulador

Com o intuito de representar a dinâmica presente em fenômenos de instabilidade e colapso de tensão com mais precisão, pretende-se adicionar ao simulador desenvolvido modelos de turbina, AVRs e PSSs entre outros.

6.3.3 Determinação de ações corretivas

Pretende-se utilizar a informação proveniente da análise modal estendida sobre a matriz de estados do sistema como ponto de partida para determinar as ações corretivas a serem tomadas nos diversos cenários de instabilidade possíveis. Nesse ponto convém ressaltar que essa investigação não foi realizada no presente trabalho pois optou-se pela formulação retangular do sistema multimáquina (devido a razões de estabilidade numérica). Assim,

antes de qualquer avanço nesse sentido, faz-se necessário proceder a conversão da matriz de estados para a formulação polar.

Anexo A – Dados dos Sistemas Simulados

A.1 Sistema Exemplo - Capítulo 2

Arquivo do fluxo (Base adotada = 100MVA)

<DADOS GERAIS>

% name	max_inter	error	JFULL	JQV	JPT
Exemplo	100	0.00001	0	0	0

<FIM DADOS GERAIS>

<BARRAS>

% type	name	number	voltage[pu]	angle[graus]			
SW	Bus01	1	1.000	0.0			

% type	name	number	voltage[pu]	pger[MW]	qmin[MVAr]	qmax[MVAr]
PVR	Bus02	2	1.000	40.0	-50.0	50.0

% type	name	number
PQ	Bus03	3
PQ	Bus04	4

<FIM BARRAS>

<CARGAS>

% type_param	p_exp	q_exp
VDPAR	0	0

% type	busnumber	pcar[MW]	qcar[MVAr]	p_exp	q_exp
VD	4	50	41		

<FIM CARGAS>

<TRECHOS>

% Linhas de 138kV

% type	from	to	r[pu/km]	x[pu/km]	b[pu/km]	length[km]
LT	1	3	0.04	0.165	0.045	1
LT	1	3	0.04	0.165	0.045	1

% Trafos 20 MVA - 138kV/20kV

% type	tapbus	controledbus	r[pu]	x[pu]	tap
TF	2	3	0.0	0.5	1.0
TF	3	4	0.0	0.5	0.8

<FIM TRECHOS>

Arquivo para simulação dinâmica

```

<ARQUIVO FLUXO>
Exemplo.flo
<FIM ARQUIVO FLUXO>
<DADOS GERAIS>
% step[s]    tf[s]    rtol    atol
    0.1      300     1e-2    1e-6
<FIM DADOS GERAIS>
<GERADORES>
% Gerador Hidraulico H5 (pag 567 - Anderson & Fouad) - 40MVA, 13.8kV, FP = 0.9
% name num Sn[MVA] Tld0[s] Tlq0[s] rs[pu] xd[pu] xq[pu] xld[pu] xlg[pu] H[s] D[pu]
Bus02 2  40      5.3     0.53   0.0029 0.990  0.615  0.318  0.615  2.7  0.0001
<FIM GERADORES>
<EXCITATRIZES>
% genbusnumber    KA[pu]    TA[s]    VRMAX[pu]    VRMIN[pu]    Vref[pu]
    2              50      1.8      1.71      -2.6        1
<FIM EXCITATRIZES>
<EVENTOS>
% dispositivo barraFROM barraTO input comando valor[pu] tempo [ms]
Linha      1      3      input retirar      30
<FIM EVENTOS>

```

A.2 Sistema BPA de 10 barras - Capítulo 4

Arquivo do fluxo (Base adotada = 100MVA)

```
% Task Force 38.02.08
<DADOS GERAIS>
% name                max_inter error
    BPA10Bus_TestCase    1000    0.0001
<FIM DADOS GERAIS>
<BARRAS>
% type name      number voltage[pu]  angle[graus]
    SW   Bus01    1      0.98        0.0
% type name      number voltage[pu]  pger[MW]  qmin[MVar]  qmax[MVar]
    PVR   Bus02    2      0.9646     1736.0    -200.0     727.0
    PVR   Bus03    3      0.9730     1155.0    -100.0     700.0
% type name      number
    PQ    Bus05    5
    PQ    Bus06    6
    PQ    Bus07    7
    PQ    Bus08    8
    PQ    Bus09    9
    PQ    Bus10   10
    PQ    Bus11   11
<FIM BARRAS>
<CARGAS>
% type_param p_exp q_exp
    VDPAR      0      0
% type busnumber pcar[MW]  qcar[MVar] p_exp q_exp
    VD      8      3369.4   1045.7
    VD     11      3485.6     0.0
<FIM CARGAS>
<SHUNTS>
% shunts nas linhas
% type number      g[pu]  b[pu]
    DS      5        0     1.00
    DS      6        0     1.00
    DS      7        0     1.00
    DS      7        0     1.00
    DS      8        0     1.00
    DS      9        0     1.00
    DS     11        0     1.00
% capacitores
% type number      g[pu]  b[pu]
```

```

DS    7      0      7.63
DS    8      0      6.00
DS    9      0      3.00
<FIM SHUNTS>
<TRECHOS>
% type tapbus   controledbus  r[pu]    x[pu]    tap
TF    1        5              0.0    0.0020   0.8857
TF    2        6              0.0    0.0045   0.8857
TF    3        7              0.0    0.0125   0.9024
TF    3        7              0.0    0.0125   0.9024
TF    7        8              0.0    0.0030   1.0664
TF    7        9              0.0    0.0026   1.0800
TF    10       11              0.0    0.0010   0.9600
% type frombus  tobus    r[pu/km]  x[pu/km]  b[pu/km]  length[km]
LT    5        6        0.0000   0.0040   0.0000    1
LT    6        7        0.0015   0.0288   1.1730    1
LT    6        7        0.0015   0.0288   1.1730    1
LT    6        7        0.0015   0.0288   1.1730    1
LT    6        7        0.0015   0.0288   1.1730    1
LT    6        7        0.0015   0.0288   1.1730    1
LT    9        10       0.0010   0.0030   0.0000    1
<FIM TRECHOS>

```

Arquivo para simulação dinâmica

```

<ARQUIVO FLUXO>
bpa10bus_TF_CaseD.flo
<FIM ARQUIVO FLUXO>
<DADOS GERAIS>
% step[s]    tf[s]    rtol    atol
0.1          300     1e-2    1e-6
<FIM DADOS GERAIS>
<GERADORES>
% name  num Sn[MVA] Tld0[s] Tlq0[s] rs[pu] xd[pu] xq[pu] xld[pu] xldq[pu] H[s] D[pu] A    B
Bus02  2   2200   4.10   0.56   0.0046 2.070  1.9900 0.2800  0.4900  2.09 0.0001 0.05 0.1
Bus03  3   1600   4.10   0.56   0.0046 2.070  1.9900 0.2800  0.4900  2.33 0.0001 0.05 0.1
<FIM GERADORES>
<EXCITATRIZES>
% genbusnumber  KA[pu]    TA[s]    VRMAX[pu]    VRMIN[pu]    Vref[pu]
2               200      0.5      3.2         -3.2         1
3               200      0.5      3           -3           1
<FIM EXCITATRIZES>
<OXLS>
% genbusnumber  K1[pu]    K2[pu]    K3[pu]    AMAX[pu]    AMIN[pu]    IFDref[pu]

```

2	100	0.08	1	0.01	-0.01	2.25
3	100	0.08	1	0.01	-0.01	2.3

<FIM OXLS>

<LTCS>

% frombus	tobus	DB[pu]	nro_tapes	TD0[s]	TD[s]	TMEC[s]
10	11	0.03	32	30	5	2

<FIM LTCS>

<MOTORES>

% frombus	Sn[MVA]	Rs[pu]	Xs[pu]	Xm[pu]	Rr[pu]	Xr[pu]	H[s]	D[s]	A	B	C
8	1800	0.006	0.087	1.98	0.0048	0.087	1.0	0.001	1	0	0

<FIM MOTORES>

<EVENTOS>

% dispositivo	barraFROM	barraTO	input	comando	valor[pu]	tempo [ms]
Linha	6	7		retirar		30

<FIM EVENTOS>

A.3 Sistema de 2 barras - Capítulo 5

Arquivo do fluxo (Base adotada = 100MVA)

```
<DADOS GERAIS>
% name                max_inter error      JFULL  JQV    JPT
  DuasBarras          500      0.0001      6      0      0
<FIM DADOS GERAIS>
<BARRAS>
  SW  Barra01  1      1.00      0.0
  PQ  Barra02  2
<FIM BARRAS>
<CARGAS>
% type_param p_exp q_exp
  VDPAR      -0.5  0
% type busnumber pcar[MW] qcar[MVAr] p_exp q_exp
  VD  2      450      0
%<FIM CARGAS>
<TRECHOS>
% type frombus tobus r[pu/km] x[pu/km] b[pu/km] length[km]
  LT  1      2      0      0.1      0      1
  LT  1      2      0      0.1      0      1
<FIM TRECHOS>
```

Arquivo para simulação dinâmica

```
<ARQUIVO FLUXO>
duas_barras_flow.flo
<FIM ARQUIVO FLUXO>
<DADOS GERAIS>
% step[s]   tf[s]   rtol   atol
  0.1      600    1e-3   1e-6
<FIM DADOS GERAIS>
<CARGAS DINAMICAS>
% frombus tipo      TP[s]   alpha_t[pu] TQ[s]   beta_t[pu] - HILL
  2      Hill      10      0.65      10      3.0
% frombus tipo      KP[pu] TP[s] Pdyn[pu] Pdrop[pu] KQ[pu] TQ[s] Qdyn[pu] Qdrop[pu] - IHARA
  2      Ihara  -0.1  10      0.80      0      2.3  1.7  0.8  0
<FIM CARGAS DINAMICAS>
<EVENTOS>
% dispositivo barraFROM barraTO input comando valor[pu] tempo [ms]
  Linha      1      2      retirar      30
<FIM EVENTOS>
```

A.4 Sistema IEEE de 14 barras - Capítulo 5

Arquivo do fluxo (Base adotada = 100MVA)

```
% 08/19/93 UW ARCHIVE
<DADOS GERAIS>
% name                max_inter error      JFULL  JQV    JPT
  IEEE_14BusTestCase(1962) 100          0.00001    0     14     0
<FIM DADOS GERAIS>
<BARRAS>
% type  name          number voltage[pu]  angle[graus]
  SW    Barra01_HV 1      1.060        0.0
% type  name          number voltage[pu]  pger[MW]  qmin[MVar]  qmax[MVar]
  PVR   Barra02_HV 2      1.045        40.0      -40.0       50.0
  PVR   Barra03_HV 3      1.010         0.0         0.0       40.0
  PVR   Barra06_LV 6      1.070         0.0        -6.0       24.0
  PVR   Barra08_TV 8      1.090         0.0        -6.0       24.0
% type  name          number
  PQ    Barra04_HV 4
  PQ    Barra05_HV 5
  PQ    Barra07_ZV 7
  PQ    Barra09_LV 9
  PQ    Barra10_LV 10
  PQ    Barra11_LV 11
  PQ    Barra12_LV 12
  PQ    Barra13_LV 13
  PQ    Barra14_LV 14
<FIM BARRAS>
<CARGAS>
% type_param p_exp  q_exp
  VDPAR      0      0
% type  busnumber  pcar[MW]  qcar[MVar]  p_exp  q_exp
  VD     2          21.7    12.7
  VD     3          94.2    19.0
  VD     4          47.8    -3.9
  VD     5           7.6     1.6
  VD     6          11.2     7.5
  VD     9          29.5    16.6
  VD    10           9.0     5.8
  VD    11           3.5     1.8
  VD    12           6.1     1.6
  VD    13          13.5     5.8
  VD    14          14.9     5.0
```

<FIM CARGAS>

<SHUNTS>

% type	busnumber	g[pu]	b[pu]
DS	9	0	0.19

<FIM SHUNTS>

<TRECHOS>

% type	frombus	tobus	r[pu/km]	x[pu/km]	b[pu/km]	length[km]
LT	1	2	0.01938	0.05917	0.0528	1
LT	1	5	0.05403	0.22304	0.0492	1
LT	2	3	0.04699	0.19797	0.0438	1
LT	2	4	0.05811	0.17632	0.0374	1
LT	2	5	0.05695	0.17388	0.0340	1
LT	3	4	0.06701	0.17103	0.0346	1
LT	4	5	0.01335	0.04211	0.0128	1
LT	6	11	0.09498	0.19890	0.0	1
LT	6	12	0.12291	0.25581	0.0	1
LT	6	13	0.06615	0.13027	0.0	1
LT	7	8	0.0	0.17615	0.0	1
LT	7	9	0.0	0.11001	0.0	1
LT	9	10	0.03181	0.08450	0.0	1
LT	9	14	0.12711	0.27038	0.0	1
LT	10	11	0.08205	0.19207	0.0	1
LT	12	13	0.22092	0.19988	0.0	1
LT	13	14	0.17093	0.34802	0.0	1

% type	tapbus	controledbus	r[pu]	x[pu]	tap
TF	4	7	0.0	0.20912	0.978
TF	4	9	0.0	0.55618	0.969
TF	5	6	0.0	0.25202	0.932

<FIM TRECHOS>

Arquivo para simulação dinâmica

<ARQUIVO FLUXO>

ieee14.flo

<FIM ARQUIVO FLUXO>

<DADOS GERAIS>

% step[s]	tf[s]	rtol	atol
0.1	600	1e-6	1e-6

<FIM DADOS GERAIS>

<GERADORES>

% busname	busnumber	Sn[MVA]	Tld0[s]	Tlq0[s]	rs[pu]	xd[pu]	xq[pu]	xld[pu]	xlq[pu]	H[s]	D[pu]
Barra02_HV	2	60	6.10	0.30	0.0031	1.05	0.98	0.1850	0.36	6.54	0.001
Barra03_HV	3	60	6.10	0.30	0.0031	1.05	0.98	0.1850	0.36	6.54	0.001
Barra06_LV	6	25	4.75	1.50	0.0014	1.25	1.22	0.232	0.715	5.06	0.001

```

Barra08_LV 8      25      4.75      1.50      0.0014 1.25      1.22      0.232      0.715      5.06 0.001
<FIM GERADORES>
<EXCITATRIZES>
% genbusnumber    KA[pu]    TA[s]    VRMAX[pu]    VRMIN[pu]    Vref[pu]
2                 10      1.060    4.38        0            1
3                 10      1.060    4.38        0            1
6                 10      0.800    6.81        1.395        1
8                 10      0.800    6.81        1.395        1
<FIM EXCITATRIZES>
<CARGAS DINAMICAS>
% Hill
% frombus  tipo    TP[s]    alpha_t[pu]    TQ[s]    beta_t[pu]
14         Hill    61      1.31          88      2.08
% Ihara
% frombus  tipo    KP[pu]    TP[s]    Pdyn[pu]    Pdrop[pu]    KQ[pu]    TQ[s]    Qdyn[pu]    Qdrop[pu]
14         Ihara    0.7      1.7      0.4        0          1.6      1.7      0.5        0
<FIM CARGAS DINAMICAS>
<MOTORES>
% agregado residencial + industrial (20 hp)- tipo 6 (torque quadratico)
% frombus  Sn[MVA]    Rs[pu]    Xs[pu]    Xm[pu]    Rr[pu]    Xr[pu]    H[s]    D[s]    A    B    C
14         15      0.035    0.094    2.80      0.048    0.163    0.93    0.001    1    0    0
<FIM MOTORES>
<EVENTOS>
% dispositivo  barraFROM  comando  valor[pu/s]    t0 [s]    tf [s]    kp    kq
Carga         2          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga         3          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga         4          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga         5          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga         6          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga         9          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga        10          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga        11          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga        12          aumentar  0.082          100      130      1      1
Carga        13          aumentar  0.082          100      130      1      1
CargaDin     14          aumentar  0.082          100      130      1      1
<FIM EVENTOS>

```


Anexo B – Uma introdução breve à DASSLC

As equações (B.1) e (B.2) descrevem uma DAE ¹ em que $d = -0.01$ e $e = 0.01$.

$$\dot{y}_0 - d.y_0 - \frac{y_1}{e} = 0 \quad (\text{B.1})$$

$$\dot{y}_1 + \frac{y_1}{e} = 0 \quad (\text{B.2})$$

A solução numérica dessa DAE entre $t_0 = 0s$ e $t_f = 6.9s$, admitindo-se um $\Delta t = 0.1s$, é obtida a partir do código a seguir. Admite-se os valores iniciais de $y_0 = 1$ e $y_1 = 1$. Os valores iniciais das derivadas $\dot{y}_0$ e $\dot{y}_1$ são desconhecidos.

```

////////////////////////////////////
#include <dasslc.h>
BOOL residuals (PTR_ROOT *, REAL, REAL *, REAL *, REAL *, BOOL *);
BOOL jacobian (PTR_ROOT *, REAL, REAL *, REAL *, REAL, void *);
////////////////////////////////////
void main (int argc, char **argv){
PTR_ROOT root;
  BOOL error;
  char *inputfile;
  REAL t = 0., tout = 0.1, tend = 6.9;

  if (argc > 1) inputfile = argv[1];
  else inputfile = "demo.dat";

  daSetup (inputfile, &root, residuals, 0, t, NULL, NULL, NULL, NULL);

  if (error = dasslc (INITIAL_COND, &root, residuals, &t, tout, jacobian), error < 0)
    printf ("error = %d\n", error);
}

```

¹O exemplo aqui abordado foi retirado de (SECCHI, 1992).

```

else
    for (; tout <= tend; tout += .1){
        if (error = dasslc (TRANSIENT, &root, residuals, &t, tout, jacobian), error < 0){
            printf ("error = %d\n", error);
            break;
        }
        fprintf (root.savefile, "*** STEPSIZE = %g, ORDER = %d\n\n",
                (double)root.bdf.hold, root.bdf.orderold);
    }
    daStat (root.savefile, &root);
    daFree (&root);
    return 0;
}

////////////////////////////////////
BOOL residuals (PTR_ROOT *root, REAL t, REAL *y, REAL *yp, REAL *res, BOOL *jac){
    BOOL error = FALSE;
    FAST int i, k;
    int rank, *index;
    PRIV REAL d = -.01, e = .01;

    if (*jac){
        rank = root -> jac.rank;
        index = root -> jac.index;
    }
    else rank = root -> rank;

    for (k = 0; k < rank; k++){
        i = (*jac ? index[k] : k);
        switch (i){
            case 0: res[i] = yp[0] - d * y[0] - y[1] / e; break;
            case 1: res[i] = yp[1] + y[1] / e; break;
            default: error = -1;
        }
    }
    return (error);
}

////////////////////////////////////

////////////////////////////////////
#define PD(i,j) (*(pd + rank * (i) + j))
BOOL jacobian (PTR_ROOT *root, REAL t, REAL *y, REAL *yp, REAL cj, void *ja){
    int rank = root -> rank;
    REAL *pd = (REAL *)ja;

```

```

PRIV REAL d = -.01, e = .01;
PD(0,0) = cj - d;
PD(0,1) = -1.0 / e;
PD(1,1) = cj + 1.0 / e;
return FALSE;
}
////////////////////////////////////

```

A função **daSetup()** é responsável pela inicialização da *DASSLC* (leitura do arquivo de *setup*, ajuste dos parâmetros do *solver*, alocação dinâmica de memória, entre outras tarefas). A função **daSetup()** quando chamada com o parâmetro **INITIAL_COND** obriga o *solver* a determinar os valores iniciais das derivadas $\dot{y}$ quando essas não são fornecidas. A chamada à função **daSetup()** com o parâmetro **TRANSIENT** resolve numericamente a DAE entre os instantes t e t_{out} . O laço existente no código apresentado faz com que a solução numérica seja determinada entre $t_0 = 0s$ e $t_f = 1s$. A função **daStat()** mede o tempo de simulação e a função **daFree()** desaloca toda a memória previamente alocada.

Para a solução numérica da DAE, a função **daSetup()** utiliza as funções **residuals()** e **jacobian()** que contêm, respectivamente, as descrições de seu resíduo e jacobiano. As condições iniciais da DAE e alguns ajustes da DASSLC estão contidas no arquivo **demo.dat**, apresentado a seguir:

```

rank 2
option savefile demo.save
option !istall !stol
option maxlen 3000
option maxorder 5
print

data initial
time 0.
0: 1.
1: 1.
endata

```

O comando **rank** define a dimensão da DAE. O comando **option savefile** indica o arquivo que a DASSLC deve utilizar para salvar o resultado da simulação. O comando **print** solicita a impressão dos resultados no arquivo selecionado. Finalmente, o comando **data initial ... endata** permite especificar as seguintes condições iniciais para a solução da DAE:

$$\begin{aligned}t &= 0 \\ y_0(0) &= 1 \\ y_1(0) &= 1\end{aligned}$$

A seguir apresenta-se o resultado impresso pela DASSLC no arquivo **demo.save**.

*** DASSLC - Differential/Algebraic System Solver in C ***

Copyright (C) 1992, Argimiro Resende Secchi - Version 1.0

Input file: demo.dat Date: 27-10-2007 Time: 12:37:18

Iteration parameters:

mtype dense
sparsemode eval
sparsethr 20
nonblank 0.2
maxnewton 4
maxjacfix 5
maxlen 3000

Convergence parameters:

maxorder 5
stepsize 0
maxstep 0
damps 0.75
dampi 0.75
stol FALSE
rtol (default) 1e-008
atol (default) 0
nonneg FALSE
maxconvfail 10
maxerrorfail 3
jacrate 0.6
maxsingular 3

Transient analysis parameters:

iststop FALSE
istall FALSE

Debugging parameters:

```

print TRUE
newton FALSE
bdf FALSE
conv FALSE
matrix FALSE

t = 0.000e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.00000e+000  9.528e+001  (    1) 1.00000e+000 -9.529e+001

t = 1.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.99806e+000 -1.544e-002  (    1) 4.53999e-005 -4.540e-003

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.99610e+000 -1.996e-002  (    1) 2.06115e-009 -2.061e-007

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.99411e+000 -1.994e-002  (    1) 9.35763e-014 -9.358e-012

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 4.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.99212e+000 -1.992e-002  (    1) 4.24836e-018 -4.248e-016

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 5.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.99012e+000 -1.990e-002  (    1) 1.92875e-022 -1.929e-020

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.98814e+000 -1.988e-002  (    1) 8.75652e-027 -8.757e-025

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 7.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.98615e+000 -1.986e-002  (    1) 3.97546e-031 -3.975e-029

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

```

```
t = 8.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.98416e+000 -1.984e-002  (    1) 1.80485e-035 -1.805e-033
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 9.000e-001  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.98218e+000 -1.982e-002  (    1) 8.19403e-040 -8.194e-038
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.000e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.98020e+000 -1.980e-002  (    1) 3.72008e-044 -3.720e-042
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.100e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.97822e+000 -1.978e-002  (    1) 1.68892e-048 -1.689e-046
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.200e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.97624e+000 -1.976e-002  (    1) 7.66767e-053 -7.668e-051
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.300e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.97427e+000 -1.974e-002  (    1) 3.48112e-057 -3.481e-055
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.400e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.97229e+000 -1.972e-002  (    1) 1.58043e-061 -1.580e-059
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.500e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.97032e+000 -1.970e-002  (    1) 7.17512e-066 -7.175e-064
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 1.600e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.96835e+000 -1.968e-002  (    1) 3.25750e-070 -3.258e-068
```

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 1.700e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.96639e+000	-1.966e-002	(1)	1.47890e-074	-1.479e-072

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 1.800e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.96442e+000	-1.964e-002	(1)	6.71421e-079	-6.714e-077

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 1.900e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.96246e+000	-1.962e-002	(1)	3.04825e-083	-3.048e-081

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.000e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.96050e+000	-1.960e-002	(1)	1.38390e-087	-1.384e-085

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.100e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.95854e+000	-1.959e-002	(1)	6.28291e-092	-6.283e-090

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.200e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.95658e+000	-1.957e-002	(1)	2.85244e-096	-2.852e-094

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.300e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.95462e+000	-1.955e-002	(1)	1.29501e-100	-1.295e-098

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 2.400e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.95267e+000	-1.953e-002	(1)	5.87932e-105	-5.879e-103

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

```
t = 2.500e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.95072e+000 -1.951e-002  (    1) 2.66921e-109 -2.669e-107
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 2.600e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.94877e+000 -1.949e-002  (    1) 1.21182e-113 -1.212e-111
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 2.700e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.94682e+000 -1.947e-002  (    1) 5.50165e-118 -5.502e-116
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 2.800e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.94487e+000 -1.945e-002  (    1) 2.49774e-122 -2.498e-120
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 2.900e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.94293e+000 -1.943e-002  (    1) 1.13397e-126 -1.134e-124
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 3.000e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.94099e+000 -1.941e-002  (    1) 5.14824e-131 -5.148e-129
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 3.100e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.93905e+000 -1.939e-002  (    1) 2.33730e-135 -2.337e-133
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 3.200e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.93711e+000 -1.937e-002  (    1) 1.06113e-139 -1.061e-137
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 3.300e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.93517e+000 -1.935e-002  (    1) 4.81753e-144 -4.818e-142
```


*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.400e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.93324e+000	-1.933e-002	(1)	2.18715e-148	-2.187e-146

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.500e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.93131e+000	-1.931e-002	(1)	9.92967e-153	-9.930e-151

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.600e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.92938e+000	-1.929e-002	(1)	4.50806e-157	-4.508e-155

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.700e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.92745e+000	-1.927e-002	(1)	2.04666e-161	-2.047e-159

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.800e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.92552e+000	-1.926e-002	(1)	9.29182e-166	-9.292e-164

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 3.900e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.92360e+000	-1.924e-002	(1)	4.21848e-170	-4.218e-168

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 4.000e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.92167e+000	-1.922e-002	(1)	1.91519e-174	-1.915e-172

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 4.100e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.91975e+000	-1.920e-002	(1)	8.69494e-179	-8.695e-177

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 4.200e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
----------------	-------	-------	------------	-------	-------	------------

```
( 0) 1.91784e+000 -1.918e-002 ( 1) 3.94750e-183 -3.947e-181
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.300e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.91592e+000 -1.916e-002 ( 1) 1.79216e-187 -1.792e-185
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.400e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.91400e+000 -1.914e-002 ( 1) 8.13640e-192 -8.136e-190
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.500e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.91209e+000 -1.912e-002 ( 1) 3.69392e-196 -3.694e-194
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.600e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.91018e+000 -1.910e-002 ( 1) 1.67704e-200 -1.677e-198
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.700e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.90827e+000 -1.908e-002 ( 1) 7.61374e-205 -7.614e-203
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.800e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.90636e+000 -1.906e-002 ( 1) 3.45663e-209 -3.457e-207
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 4.900e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.90446e+000 -1.904e-002 ( 1) 1.56931e-213 -1.569e-211
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.000e+000 index      value      derivative index      value      derivative
( 0) 1.90255e+000 -1.903e-002 ( 1) 7.12466e-218 -7.125e-216
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.100e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.90065e+000 -1.901e-002  (    1) 3.23459e-222 -3.235e-220
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.200e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.89875e+000 -1.899e-002  (    1) 1.46850e-226 -1.469e-224
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.300e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.89685e+000 -1.897e-002  (    1) 6.66699e-231 -6.667e-229
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.400e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.89496e+000 -1.895e-002  (    1) 3.02681e-235 -3.027e-233
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.500e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.89306e+000 -1.893e-002  (    1) 1.37417e-239 -1.374e-237
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.600e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.89117e+000 -1.891e-002  (    1) 6.23872e-244 -6.239e-242
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.700e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.88928e+000 -1.889e-002  (    1) 2.83238e-248 -2.832e-246
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.800e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.88739e+000 -1.887e-002  (    1) 1.28590e-252 -1.286e-250
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 5.900e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.88551e+000 -1.886e-002  (    1) 5.83797e-257 -5.838e-255
```

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.000e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.88362e+000	-1.884e-002	(1)	2.65043e-261	-2.650e-259

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.100e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.88174e+000	-1.882e-002	(1)	1.20330e-265	-1.203e-263

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.200e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87986e+000	-1.880e-002	(1)	5.46295e-270	-5.463e-268

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.300e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87798e+000	-1.878e-002	(1)	2.48018e-274	-2.480e-272

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.400e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87610e+000	-1.876e-002	(1)	1.12600e-278	-1.126e-276

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.500e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87423e+000	-1.874e-002	(1)	5.11203e-283	-5.112e-281

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.600e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87236e+000	-1.872e-002	(1)	2.32086e-287	-2.321e-285

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

t = 6.700e+000	index	value	derivative	index	value	derivative
	(0)	1.87048e+000	-1.870e-002	(1)	1.05367e-291	-1.054e-289

*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5

```
t = 6.800e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.86861e+000 -1.869e-002  (    1) 4.78365e-296 -4.784e-294
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
t = 6.900e+000  index      value      derivative  index      value      derivative
                (    0) 1.86675e+000 -1.867e-002  (    1) 2.17177e-300 -2.172e-298
```

```
*** STEPSIZE = 0.000417244, ORDER = 5
```

```
Timing information (in seconds): mode Transient
```

```
  setup                0.00
  steady state          0.00
  initial condition     0.00
  transient             0.00
  sparse structure      0.00
  perturb. matrix       0.00
  saving timepoints     0.00
  total time            0.00
```

```
Total number of time-points: 16583
```

```
Total number of evaluation of residuals: 16674
```

```
Total number of evaluation of jacobian: 34
```

```
Total number of Newton-Raphson iterations: 83
```

```
Total number of error test failures: 7
```

```
Total number of convergence test failures: 0
```

```
Total number of rejected time-points: 7
```

```
Total number of rejected Newton-Raphson iterations: 36
```

```
Roundoff: 2.220446049250313100e-016
```

```
Total CPU-time (Setup + Simulation): 0.00 sec
```

```
Simulation time: 0.00 sec
```

Esse arquivo apresenta respectivamente: os ajustes da DASSLC utilizados na simulação, os resultados da simulação e um relatório contendo o tempo de execução e detalhes relacionados à simulação numérica.

Na seção correspondente aos resultados da simulação, observa-se que para cada instante de tempo t , situado entre $t_0 = 0s$ e $t_f = 6.9s$, a DASSLC imprime, respectivamente, os valores de $y_0(t)$, $\dot{y}_0(t)$, $y_1(t)$ e $\dot{y}_1(t)$. Além disso também são impressos o tamanho do passo de integração e ordem da série BDF empregados.

Para mais detalhes sobre o uso da DASSLC, recomenda-se a leitura da referência (SECCHI, 1992).

Referências

- ADKINS, B. *The General Theory of Electrical Machines*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1967.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 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. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 7, n. 1, p. 424–431, Feb. 1992.
- ANDERSON, E.; BAI, Z.; BISCHOF, C.; BLACKFORD, L. S.; DEMMEL, J.; DONGARRA, J.; CROZ, J. D.; GREENBAUM, A.; HAMMARLING, S.; MCKENNEY, A.; SORENSEN, D. *LAPACK Users' Guide*. [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. 2nd edition. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2002. 672 p.
- ASCHER, U. M.; PETZOLD, L. R. *Computer methods for ordinary differential equations and differential-algebraic equations*. [S.l.]: SIAM: Society for Industrial and Applied Mathematics, 1998. 332 p.
- ASTIC, J.; BIHAIN, A.; JEROSOLIMSKI, M. The mixed adams-bdf variable step size algorithm to simulate transient and long term phenomena in power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 2, p. 929–935, May 1994.
- BERIZZI, A.; BRESESTI, P.; MARANNINO, P.; GRANELLI, G.; MONTAGNA, M. System-area operating margin assessment and security enhancement against voltage collapse. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 3, p. 1451–1462, Aug. 1996.
- CANIZARES, C. *Voltage stability assessment : concepts, practices and tools*. [S.l.], 2002.
- CANIZARES, C.; ALVARADO, F. Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 1, p. 1–8, Feb. 1993.
- CANIZARES, C.; ALVARADO, F.; DEMARCO, C.; DOBSON, I.; LONG, W. Point of collapse methods applied to ac/dc power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 7, n. 2, p. 673–683, May 1992.
- CANIZARES C. A.; ALVARADO, F. L. *UWPFLOW software: continuation and direct methods to locate fold bifurcations in AC/DC power systems*. [S.l.], 1991.

- CARPENTIER, J.; GIRARD, R.; SCANO, E. Voltage collapse proximity indicators computed from an optimal load flow. In: *the 8th PSCC Conference, Proceedings of*. [S.l.: s.n.], 1984. p. 671–678.
- CHEIMANOFF, A.; CURROYER, C. The power failure of december 19, 1978. *de l'électricite, Revue Generale*, v. 89, p. 280–320, 1980.
- CHIANG, H.-D.; FLUECK, A.; SHAH, K.; BALU, N. Cpflo: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 2, p. 623–634, May 1995.
- CHOWDHURY, B.; TAYLOR, C. Voltage stability analysis: V-q power flow simulation versus dynamic simulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 1354–1359, Nov. 2000.
- CIGRE. *Task Force 38-02-08: Long Term Dynamics Phase II - Final Report*. [S.l.], 1995.
- COUNAN, C.; TROTIGNON, M.; CORRADI, E.; BORTONI, G.; STUBBE, M.; DEUSE, J. Major incidents on the french electric system: potentiality and curative measures studies. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 879–886, Aug. 1993.
- CUTSEM, T. V. A method to compute reactive power margins with respect to voltage collapse. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 6, n. 1, p. 145–156, Feb. 1991.
- CUTSEM, T. V. Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods. *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, p. 208–227, Feb. 2000.
- CUTSEM, T. V.; JACQUEMART, Y.; MARQUET, J.-N.; PRUVOT, P. A comprehensive analysis of mid-term voltage stability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 3, p. 1173–1182, Aug. 1995.
- CUTSEM, T. V.; MAILHOT, R. Validation of a fast voltage stability analysis method on the hydro-quebec system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 1, p. 282–292, Feb. 1997.
- CUTSEM, T. V.; MOISSE, C.; MAILHOT, R. Determination of secure operating limits with respect to voltage collapse. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 14, n. 1, p. 327–335, Feb. 1999.
- CUTSEM, T. V.; MOORS, C.; LEFEBVRE, D. Design of load shedding schemes against voltage instability using combinatorial optimization. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 848–853vol.2.
- CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, p. 146–154, Feb. 1996.
- CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. *Voltage stability analysis of electric power systems*. [S.l.]: Kluwer Academic Publishers, 1998. 396 p.
- DANDENO, P. L.; AGRAWAL, B.; HANNETT, L. N.; SALON; BAKER, D. H.; HARLEY, R. G.; SCHULZ, R. P.; CONCORDIA, C.; LEE D. C., S. H. R.; EDMONDS, J. S.; MINNICH, S. H.; UMANS, S. *IEEE Guide for synchronous generator modelling practices in stability analyses, IEEE Std. 1110-1991*. [S.l.], 1991.

- DEMARCO, C.; OVERBYE, T. An energy based security measure for assessing vulnerability to voltage collapse. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 2, p. 419–427, May 1990.
- DEUSE, J.; STUBBE, M. Dynamic simulation of voltage collapses. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 894–904, Aug. 1993.
- DOBSON, I.; LU, L. Computing an optimum direction in control space to avoid stable node bifurcation and voltage collapse in electric power systems. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, v. 37, n. 10, p. 1616–1620, Oct. 1992.
- E. CAMPBELL S. L., P. L. R. B. K. *Numerical Solution of Initial-Value Problems in Differential-Algebraic Equations*. [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 1996.
- F. VIEIRA R. C., S. A. R. C. E. Dynamic simulation of high-index models of batch distillation processes. *Lat. Am. Appl. Res.*, v. 33, p. 155–160, Apr./June 2003.
- FERNANDES, L. A. P. *Técnicas "anti-windup"*. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2001.
- GAO, B.; MORISON, G.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. *Power Engineering Review, IEEE*, v. 12, n. 11, p. 41, November 1992.
- GAO, B.; MORISON, G.; KUNDUR, P. Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 3, p. 1314–1324, Aug. 1996.
- GRANVILLE, S.; MELLO, J.; MELO, A. Application of interior point methods to power flow unsolvability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 2, p. 1096–1103, May 1996.
- GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 1, p. 262–272, Feb. 1997.
- HAKAVIK, B.; HOLEN, A. Power system modelling and sparse matrix operations using object-oriented programming. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 2, p. 1045–1051, May 1994.
- HILL, D. Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 1, p. 166–176, Feb. 1993.
- HISKENS, I.; GONG, B. Mpc-based load shedding for voltage stability enhancement. In: *Decision and Control, 2005 and 2005 European Control Conference. CDC-ECC '05. 44th IEEE Conference on*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 4463–4468.
- IBA, K.; SUZUKI, H.; EGAWA, M.; WATANABE, T. A method for finding a pair of multiple load flow solutions in bulk power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 2, p. 582–591, May 1990.
- IHARA, S.; TANI, M.; TOMIYAMA, K. Residential load characteristics observed at kepc power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 2, p. 1092–1101, May 1994.

- IRISARRI, G.; WANG, X.; TONG, J.; MOKHTARI, S. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 1, p. 162–172, Feb. 1997.
- IWAMOTO, S.; TAMURA, Y. A load flow calculation method for ill-conditioned power systems. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. 100, p. 1736–1743, 1981.
- JARDIM, J. L. Utilização de ferramentas de simulação dinâmica de longa duração na análise de fenômenos de colapso de tensão e no treinamento de operadores. In: *XIV SNPTEE*. [S.l.: s.n.], 1997.
- KARLSSON, D. *Voltage Stability Simulations Using Detailed Models Based on Field Measurements*. Dissertação (Mestrado) — Chalmers University of Technology, 1992.
- KLUMP, R.; OVERBYE, T. Techniques for improving power flow convergence. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 598–603vol.1.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1. ed. [S.l.]: McGraw-Hill Professional, 1994. 1176 p.
- KURITA, A.; OKUBO, H.; OKI, K.; AGEMATSU, S.; KLAPPER, D.; MILLER, N.; PRICE W.W., J.; SANCHEZ-GASCA, J.; WIRGAU, K.; YOUNKINS, T. Multiple time-scale power system dynamic simulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 1, p. 216–223, Feb. 1993.
- KURITA, A.; SAKURAI, T. The power system failure on july 23, 1987 in tokyo. In: *the 27th Conference on Decision and Control, Proceedings of*. [S.l.: s.n.], 1988.
- LEE, D. C.; BAKER, D. H.; GORDEN, D. I.; MELOY, G.; BESS, K. C.; HURLEY, J. D.; RIBEIRO, J. R.; CRENSHAW, M. L.; KUNDUR, P.; THOMAS, J. W.; DHIR, K.; LUINI, J. F.; TREBINCEVIC, I.; GISH, W. B.; WHITTEMORE, T. *IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies, IEEE Std. 421.5-1992*. [S.l.], 1992.
- LEFEBVRE, D.; BERNARD, S.; CUTSEM, T. V. Undervoltage load shedding scheme for the hydro-quebec system. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 1619–1624Vol.2.
- LEFEBVRE, D.; MOORS, C.; CUTSEM, T. V. Design of an undervoltage load shedding scheme for the hydro-quebec system. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 4.
- LERM, A. Control of hopf bifurcation in power systems via a generation redispatch. In: *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 6pp.vol.2.
- LERM, A.; CANIZARES, C.; SILVA, A. Silveira e. Multiparameter bifurcation analysis of the south brazilian power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 2, p. 737–746, May 2003.

- LERM, A.; MORAES, C. Hopf bifurcation caused by dynamic load characteristics - a case study. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3.
- LERM, A.; SILVA, A. Avoiding hopf bifurcations in power systems via set-points tuning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 2, p. 1076–1084, May 2004.
- MANSOUR, Y.; XU, W.; ALVARADO, F.; RINZIN, C. Svc placement using critical modes of voltage instability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 2, p. 757–763, May 1994.
- MILLER, N.; D'AQUILA, R.; JIMMA, K.; SHEEHAN, M.; COMEGYS, G. Voltage stability of the puget sound system under abnormally cold weather conditions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 1133–1142, Aug. 1993.
- MONTICELLI, a. J. *Fluxo de cargas em redes de energia elétrica*. [S.l.]: Cepel, 1983. 164 p.
- MORISON, G.; GAO, B.; KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 1159–1171, Aug. 1993.
- NAVARRO, I. *Dynamic power system load estimation of parameters from operational data*. Tese (Doutorado) — Lund University, 2005.
- NOR, K.; MOKHLIS, H.; GANI, T. Reusability techniques in load-flow analysis computer program. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 4, p. 1754–1762, Nov. 2004.
- OBADINA, O.; BERG, G. Determination of voltage stability limit in multimachine power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 4, p. 1545–1554, Nov. 1988.
- OLIVEIRA, A. C. C. *Método para aumento da margem da estabilidade de tensão via redespacho ótimo da geração ativa*. Tese (Doutorado) — COPPE - UFRJ, 2005.
- ONG, C.-M. *Dynamic Simulations of Electric Machinery: Using MATLAB/SIMULINK*. [S.l.]: Prentice Hall PTR, 1997. 688 p.
- ONS, O. N. d. S. *Procedimentos de Rede: Diretrizes e critérios para estudos elétricos, submódulo 23.3*. [S.l.], 2002.
- OVERBYE, T. A power flow measure for unsolvable cases. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 3, p. 1359–1365, Aug. 1994.
- OVERBYE, T. Computation of a practical method to restore power flow solvability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 1, p. 280–287, Feb. 1995.
- OVERBYE, T.; KLUMP, R. Effective calculation of power system low-voltage solutions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, p. 75–82, Feb. 1996.
- PAI, M.; SAUER, P.; LESIEUTRE, B. Static and dynamic nonlinear loads and structural stability in power systems. *Proceedings of the IEEE*, v. 83, n. 11, p. 1562–1572, Nov. 1995.

- PANDIT, S.; SOMAN, S.; KHAPARDE, S. Design of generic direct sparse linear system solver in c++ for power system analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 4, p. 647–652, Nov. 2001.
- PANDIT, S.; SOMAN, S.; KHAPARDE, S. Object oriented set theoretic implementation of minimum degree algorithm. In: *Proc. 14th Power System Computation Conference, Sevilla*. [S.l.: s.n.], 2002.
- PARKER, C.; MORRISON, I.; SUTANTO, D. Application of an optimisation method for determining the reactive margin from voltage collapse in reactive power planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 3, p. 1473–1481, Aug. 1996.
- PEREIRA, R.; FERREIRA, C.; PINTO, J.; BARBOSA, F. Influence of the under load tap changers on the dynamic voltage collapse of an electric power system. In: *Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 1106–1110vol.2.
- PERFORMANCE, I. T. F. on Load Representation for D. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, p. 1302–1313, 1995.
- PERFORMANCE, I. Task Force on Load Representation for D. Load representation for dynamic performance analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 2, p. 472–482, May 1993.
- PETTERSON, N. M.; MEYER, W. S. Automatic adjustment of transformer and phase-shifter taps in newton power flow. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-90, n. 1, p. 103–108, January / February 1971.
- POTAMIANAKIS E.G.; VOURNAS, C. Short-term voltage instability: effects on synchronous and induction machines. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, p. 791 – 798, 2006.
- POWELL, L. *Power System Load Flow Analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2005. 182 p.
- SAUER, P.; PAI, M. Power system steady-state stability and the load-flow jacobian. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 4, p. 1374–1383, Nov. 1990.
- SAUER, P. W.; PAI, M. A. Relationships between power system dynamic equilibrium, load-flow, and operating point stability. In: SAVULESCU, S. C. (Ed.). *Real Time Stability in Power Systems - Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout*. [S.l.]: Springer Verlag, 2005. cap. 1, p. 1–30.
- SAVULESCU, S. C. *Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout*. [S.l.]: Springer, 2005.
- SCHMIDT, H. P. *Analysis of the voltage stability problem in electric power system using neural networks*. Tese (Doutorado) — Queen Mary and Westfield College - University of London, September 1994.
- SECCHI, A. R. *DASSLC: User's Manual, a Differential Algebraic System Solver*. [S.l.], 1992.

- SEDGEWICK, R. *Algorithms in C++, Part 5: Graph Algorithms (3rd Edition)*. [S.l.]: Addison-Wesley, 2002.
- SILVA, L. da; WANG, Y.; COSTA, V. da; XU, W. Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*-. [S.l.: s.n.], 2002. v. 149, n. 5, p. 564–570.
- SOUZA, A. Zambroni de; QUINTANA, V. New technique of network partitioning for voltage collapse margin calculations. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*-. [S.l.: s.n.], 1994. v. 141, n. 6, p. 630–636.
- TAMURA, Y.; MORY, H.; IWAMOTO, S. Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions. *Power App. Syst., IEEE Transactions on*, v. 102, p. 1115–1125, 1983.
- TAMURA, Y.; SAKAMOTO, K.; TAYAMA, Y. Voltage instability proximity index (vipi) based on multiple load flow solutions in ill-conditioned power systems. In: *Decision and Control, 1988., Proceedings of the 27th IEEE Conference on*. [S.l.: s.n.], 1988. p. 2114–2119vol.3.
- TARANTO, G.; MARTINS, N.; FALCAO, D.; MARTINS, A.; SANTOS, M. dos. Benefits of applying secondary voltage control schemes to the brazilian system. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 937–942vol.2.
- TAYLOR, W. C. *Power System Voltage Stability*. [S.l.]: McGraw-Hill Education - Europe, 1994. 272 p.
- VAAHEDI, E.; FUCHS, C.; XU, W.; MANSOUR, Y.; HAMADANIZADEH, H.; MORISON, G. Voltage stability contingency screening and ranking. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 14, n. 1, p. 256–265, Feb. 1999.
- VOURNAS, C.; CUTSEM, T. V. On-line voltage security assessment. In: SAVULESCU, S. C. (Ed.). *Real Time Stability in Power Systems - Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout*. [S.l.]: Springer Verlag, 2005. cap. 5, p. 119–146.
- VOURNAS, C.; KARYSTIANOS, M. Load tap changers in emergency and preventive voltage stability control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 1, p. 492–498, Feb. 2004.
- VOURNAS, C.; MANOS, G.; KABOURIS, J.; CUTSEM, T. V. Analysis of a voltage instability incident in the greek power system. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 1483–1488vol.2.
- YORINO, N.; HARADA, S.; CHENG, H. A method to approximate a closest loadability limit using multiple load flow solutions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 1, p. 424–429, Feb. 1997.
- ZHU, T.; TSO, S.; LO, K. An investigation into the oltc effects on voltage collapse. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 2, p. 515–521, May 2000.