

DESEMPENHO TRANSITÓRIO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM  
INFORMAÇÃO DE MARGEM DE ESTABILIDADE

Carlos Eduardo Vieira de Mendonça Lopes

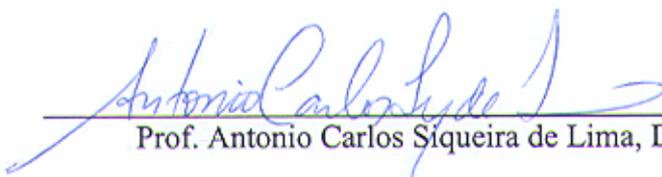
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:



---

Prof. Sebastião Ercules Melo de Oliveira, D.Sc.



---

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.



---

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2006

LOPES, CARLOS EDUARDO V. DE M.  
Desempenho Transitório de Sistemas de  
Potência com Informação de Margem de  
Estabilidade. [Rio de Janeiro] 2006  
XIV, 122 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,  
M.Sc., Engenharia Elétrica, 2006)  
Dissertação – Universidade Federal do  
Rio de Janeiro, COPPE  
1. Estabilidade de Sistemas Elétricos de  
Potência  
I. COPPE/UFRJ II. Título ( série )

*OFEREÇO ESTE TRABALHO  
AS MINHAS FILHAS  
MARIA EDUARDA E JÚLIA MARIA.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus!

São inúmeras as pessoas a quem gostaria de proferir o quanto sou grato pela contribuição e pelo apoio na conclusão deste curso de mestrado, curso este que consumiu cerca de três anos de minha vida, em minha opinião, muito proveitosos, se levadas em consideração todas as possibilidades de crescimento científico e humano. Gostaria que de alguma forma se sentissem todos agradecidos por fazerem parte de minha vida!

Aos meus pais, Alcir e Iraci, ao meu irmão Guilherme, à minha esposa Patrícia e, em fim, a toda minha família, pela compreensão dos tantos momentos em que estive ausente e pelas ocasiões de minha impaciência em virtude do curso de mestrado.

Aos colegas da Eletrobrás, agradeço o apoio e o incentivo compartilhado nas longas jornadas em conjunto.

Agradeço ao orientador da dissertação, Professor Sebastião, pela colaboração e empenho demonstrado durante o período de realização deste trabalho de pesquisa. Estendo minha gratidão a todos os professores e funcionários com os quais pude partilhar.

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

## DESEMPENHO TRANSITÓRIO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM INFORMAÇÃO DE MARGEM DE ESTABILIDADE

Carlos Eduardo Vieira de Mendonça Lopes

Junho/2006

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Programa: Engenharia Elétrica

O método corrente de avaliação da estabilidade dos sistemas elétricos de potência consiste na resolução, via integração numérica no domínio do tempo, das equações algébrico-diferenciais que descrevem seu comportamento dinâmico e cuja solução é caracterizada por descrição detalhada de seu desempenho transitório ao longo do tempo. Uma das limitações da simulação por integração numérica diz respeito à ausência de resultados diretos que tragam informação sobre o limite de estabilidade quando da ocorrência de uma determinada contingência.

Visando contornar esta limitação, esta dissertação propõe uma pesquisa por uma margem que informe o grau de estabilidade do sistema elétrico frente à perturbação referida. A investigação é baseada nos métodos diretos de avaliação da estabilidade, dado que, em geral, eles fornecem uma margem ou limite de estabilidade, porém sem a possibilidade de consideração de modelos detalhados para a maioria dos componentes que influenciam no comportamento dinâmico do sistema elétrico.

A partir do exame dos métodos diretos, o presente trabalho resultou na proposição de uma metodologia fundamentada no conceito de equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema máquina-barra infinita. A aplicação da metodologia a um pequeno sistema de potência e a uma configuração do sistema interligado Norte-Nordeste resultou na indicação da margem de estabilidade, a partir da análise das curvas *Potência-Ângulo* obtidas para as contingências simuladas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

TRANSIENT PERFORMANCE OF POWER SYSTEMS WITH STABILITY  
MARGIN INFORMATION

Carlos Eduardo Vieira de Mendonça Lopes

June/2006

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Department: Electrical Engineering

The current method for stability evaluation of power systems consists in the resolution through step-by-step numerical integration, of the algebraic and differential equations of their dynamic behavior, such that the solution is characterized by detailed description of their transients as a function of time. One of the constraints of the step-by-step method of solution is concerning to the lack of direct results bringing information about the stability limit associated to any particular contingency.

In order to compensate for this limitation, this work proposes a research for a margin that shows the power system stability degree following to the referred perturbation. The investigation is supported by the direct methods of stability evaluation, since they generally supply a margin or stability limit, however without the possibility of application of detailed modeling of most components affecting power system dynamic behavior.

Starting from examination of the direct methods, the present work leads to the proposal of a methodology based on the concept of equivalence between the multimachine power system and an one machine-infinite bus system. The application of the methodology to a small system and to an actual configuration of the North-Northeast interconnected power system resulted in a stability margin indication by analyzing the power angle curves results from all simulated contingencies.

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATIVAS

$A$	= Matriz de estados;
$A_1$	= Área de energia cinética adicionada ao sistema durante defeito;
$A_2$	= Área de energia de frenagem;
$A_1$	= Submatriz da matriz Jacobiana;
$A_2$	= Submatriz da matriz Jacobiana;
$A_3$	= Submatriz da matriz Jacobiana;
$A_4$	= Submatriz da matriz Jacobiana;
ANATEM	= Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, desenvolvido pelo CEPEL;
AVALie	= Programa de avaliação dinâmica por índices de estabilidade, desenvolvido pelo autor deste trabalho;
$B$	= Matriz de coeficientes de entrada;
BCU	= Do inglês, <i>Boundary Controlling Unstable equilibrium point</i> ;
$C$	= Conjunto de máquinas críticas;
$C$	= Matriz de coeficientes de saída;
CA	= Corrente alternada;
CC	= Corrente contínua;
CEPEL	= Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;
COA	= Do inglês, <i>Centre Of Angle</i> ;
det	= Determinante;
$E$	= Tensão elétrica no gerador atrás de reatância;
EEAC	= Do inglês, <i>Extended Equal Area Criteria</i> ;
$E_C$	= Energia cinética;
$E_{FD}$	= Tensão de campo;
$E_P$	= Energia potencial;
$E_\infty$	= Tensão em barra infinita;
FACTS	= Do inglês, <i>Flexible AC Transmission Systems</i> ;
$H$	= Constante de inércia das máquinas síncronas;
$I$	= Vetor de correntes;
$J$	= Momento de inércia da massa girante de um gerador;
$K_D$	= Coeficiente de potência de amortecimento;

$K_s$	= Coeficiente de potência sincronizante;
LT	= Linha de Transmissão;
$M$	= Quantidade de movimento angular;
N	= Conjunto de máquinas não-críticas;
ONS	= Operador Nacional do Sistema;
$P$	= Potência elétrica ativa;
PCOA	= Do inglês, <i>Partial Centre Of Angle</i> ;
PEBS	= Do inglês, <i>Potential Energy Boundary Surface</i> ;
PSS	= Estabilizador de Sistema de Potência;
$P_E$	= Potência elétrica ativa;
$P_M$	= Potência mecânica;
$pu$	= Por unidade;
$Q$	= Potência elétrica reativa;
RAT	= Regulador Automático de Tensão;
$R_a$	= Resistência da armadura;
$s$	= Operador da transformada de Laplace;
SE	= Subestação;
SIME	= Do inglês, <i>Single Equivalent Machine</i> ;
SIN	= Sistema Interligado Nacional;
$S_N$	= Potência aparente nominal da máquina;
$t$	= Tempo;
$t_{cr}$	= Tempo crítico de remoção da falta;
$t_r$	= Tempo de remoção da falta;
TEF	= Do inglês, <i>Transient Energy Function</i> ;
$T_A$	= Conjugado líquido aplicado sobre o rotor;
$T_M$	= Conjugado mecânico;
$T_D$	= Coeficiente de conjugado amortecedor;
$T_E$	= Conjugado eletromagnético;
$T_s$	= Coeficiente de conjugado sincronizante;
$T'_{d0}$	= Constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo d;
$T'_{q0}$	= Constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo q;
$T''_{d0}$	= Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo d;
$T''_{q0}$	= Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo q;

$V$	= Função de Liapunov;
$\mathbf{V}$	= Vetor de tensões;
$V_{CR}$	= Energia crítica transitória;
$V_{ref}$	= Tensão de referência;
$W$	= Energia cinética armazenada a velocidade nominal;
$x$	= Vetor de variáveis de estado;
$X_d$	= Reatância Síncrona de eixo d;
$X_{eq}$	= Reatância equivalente;
$X_l$	= Reatância de dispersão da armadura;
$X_q$	= Reatância Síncrona de eixo q;
$X_s$	= Reatância Síncrona;
$X'_d$	= Reatância Transitória de eixo d;
$X'_q$	= Reatância Transitória de eixo q;
$X''_d$	= Reatância Subtransitória de eixo d;
$X''_q$	= Reatância Subtransitória de eixo q;
$\mathbf{Y}$	= Matriz admitância nodal;
$y$	= Vetor de variáveis algébricas;
ZIP	= Modelo de carga;
$\delta$	= Deslocamento angular;
$\delta_c$	= Ângulo crítico;
$\delta_u$	= Ponto de equilíbrio instável;
$\delta_r$	= Ângulo de remoção da falta;
$\gamma$	= Aceleração angular;
$\Delta$	= Simbologia para indicação de desvio na variável;
$\lambda$	= Autovalor ou modo de oscilação;
$\theta$	= Deslocamento angular em relação a um eixo fixo;
$\zeta$	= Coeficiente de amortecimento relativo;
$\nu$	= Autovalor à direita;
$\omega$	= Velocidade angular;
$\omega_s$	= Velocidade angular síncrona;
$\omega$	= Autovalor à esquerda.

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Faixa temporal dos fenômenos dinâmicos
- Figura 2.2 – Uma classificação para estabilidade em sistemas de potência
- Figura 2.3 – Esquema da modelagem de sistemas elétricos de potência
- Figura 2.4 – Esquemático de uma máquina de dois pólos
- Figura 2.5 – Diagramas para equações do gerador de pólos salientes
- Figura 2.6 – Diagramas para equações do gerador de rotor liso
- Figura 2.7 – Posição angular, eixo de referência fixo e eixo de referência girante
- Figura 2.8 – Diagrama de blocos da equação de oscilação
- Figura 2.9 – Componentes do sistema de excitação
- Figura 2.10 – Tipos de excitatrizes
- Figura 2.11 – Modelo “clássico” de sistema de excitação
- Figura 2.12 – Sistema máquina-barra infinita
- Figura 2.13 – Curva Potência-Ângulo
- Figura 2.14 – Respostas a pequenos distúrbios
- Figura 2.15 – Diagrama de blocos do sistema máquina-barra infinita
- Figura 2.16 – Sistema máquina-barra infinita
- Figura 2.17 – Modelagem do sistema máquina-barra infinita
- Figura 2.18 – Resposta a um degrau na potência mecânica
- Figura 2.19 – Modelagem do sistema máquina-barra infinita
- Figura 2.20 – Ilustração do fenômeno de estabilidade transitória
- Figura 3.1 – Comportamento angular do rotor para três casos
- Figura 3.2 – Esboço de uma bacia energética
- Figura 3.3 – Energia Potencial x Ângulo
- Figura 3.4 – Fronteira da área de atração de um sistema 3 geradores
- Figura 3.5 – Fronteira da área de atração com o *exit point* calculado pelo método PEBS
- Figura 3.6 – Esboço da margem de estabilidade
- Figura 3.7 – Ilustração da extrapolação da curva  $P-\delta$
- Figura 3.8 – Ilustração da curva  $P-\delta$  de um caso real
- Figura 4.1 – Comportamento  $P-\delta$  e  $\delta(t)$
- Figura 4.2 – Estimação do tempo crítico de remoção

Figura 4.3 – Excursão angular  $\Delta\delta$

Figura 4.4 – Curvas  $P-\delta$  potência e ângulo no tempo – Contingência Xingó – P.Afonso

Figura 4.5 – Alternativa para estimação do tempo crítico de remoção

Figura 4.6 – Estimação do tempo crítico de remoção onde  $\delta_c > \delta_m$

Figura 4.7 – Comportamento angular – contingência B.Esperança – S.J.Piauí

Figura 4.8 – Comportamento angular para o critério de grupos dinâmicos

Figura 4.9 – Comportamento angular para o critério de regime permanente pós-falta

Figura 4.10 – Comportamento angular para o critério de regime transitório

Figura 4.11 – Comportamento angular para o critério da aceleração inicial

Figura 4.12 – Comportamento angular para o critério da máxima excursão

Figura 4.13 – Fluxograma do método

Figura 5.1- Sistema teste – 3 geradores

Figura 5.2 – Comportamento angular – contingência 7 – 8

Figura 5.3 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – contingência 7 – 8

Figura 5.4 – Plano  $P-\delta$  – contingência 7 – 8

Figura 5.5 – Comportamento angular – contingência 9 – 6

Figura 5.6 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – contingência 9 – 6

Figura 5.7 – Plano  $P-\delta$  – contingência 9 – 6

Figura 5.8 – Comportamento angular – contingência 4 – 5

Figura 5.9 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – contingência 4 – 5

Figura 5.10 – Plano  $P-\delta$  – contingência 4 – 5

Figura 5.11 – Sistema Interligado Nacional

Figura 5.12 – Diagrama unifilar simplificado do sistema Norte-Nordeste

Figura 5.13 – Comportamento angular – Contingência Tucuruí – Marabá

Figura 5.14 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência Tucuruí - Marabá

Figura 5.15 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência Tucuruí – Marabá

Figura 5.16 – Comportamento angular – Contingência L.Gonzaga – Olindina

Figura 5.17 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência L.Gonzaga – Olindina

Figura 5.18 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência L.Gonzaga – Olindina

Figura 5.19 – Comportamento angular – Contingência Xingó – P.Afonso

Figura 5.20 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência Xingó – P.Afonso

Figura 5.21 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência Xingó – P.Afonso

Figura 5.22 – Comportamento angular – Contingência P.Afonso – Olindina

Figura 5.23 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência P.Afonso – Olindina

Figura 5.24 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência P.Afonso – Olindina

Figura 5.25 – Distribuição dos erros para o sistema Norte-Nordeste

Figura A.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema 3 geradores

Figura B.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema Norte-Nordeste

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 2.1 – Valores típicos dos parâmetros da máquina síncrona

Tabela 5.1 – Contingências no sistema teste

Tabela 5.2 – Resultados do sistema teste

Tabela 5.3 – Resultados do sistema Norte-Nordeste

Tabela A.1 – Parâmetros dos circuitos

Tabela A.2 – Dados dos geradores

Tabela B.1 – Equipamentos em operação e modelados no Norte-Nordeste no caso base

Tabela B.2 – Lista de contingências apresentadas

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>01</b>
1.1	Histórico .....	01
1.2	Objetivo .....	02
1.3	Motivação .....	04
1.4	Revisão Bibliográfica .....	06
1.5	Estrutura da Dissertação.....	10
<b>2</b>	<b>Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência .....</b>	<b>11</b>
2.1	Formas de Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência .....	11
2.2	Características e Modelagem dos Componentes .....	14
	2.2.1 – À Máquina Síncrona .....	15
	2.2.1.1 – Modelagem para Estudos de Estabilidade .....	16
	2.2.1.2 – Equação de Oscilação .....	19
	2.2.2 – Sistema de Excitação .....	23
	2.2.3 – Sistema de Transmissão e Cargas .....	25
2.3	Estabilidade Angular nos Sistemas de Potência.....	28
2.4	Estabilidade de Regime Permanente .....	32
2.5	Estabilidade de Regime Transitório .....	37
<b>3</b>	<b>Ferramentas para Avaliação da Estabilidade .....</b>	<b>46</b>
3.1	Análise Modal .....	46
3.2	Simulação por Integração Numérica .....	51
3.3	Métodos Diretos .....	55
	3.3.1 – Síntese das Idéias de Liapunov .....	55
	3.3.2 – Método TEF .....	58
	3.3.2.1 – Closest Unstable Equilibrium Point.....	61
	3.3.2.2 – PEBS .....	62
	3.3.2.3 – Controlling Unstable Equilibrium Point.....	65
	3.3.2.4 – BCU.....	65
3.4	Métodos Híbridos .....	66
	3.4.1 – Métodos Baseados na TEF.....	66
	3.4.2 – Métodos Baseados em Índices.....	67
	3.4.3 – Métodos Baseados em Máquina Equivalente .....	69
3.5	Algumas Conclusões .....	75
<b>4</b>	<b>Proposição de Metodologia .....</b>	<b>77</b>
4.1	Metodologia de Análise.....	77
4.2	Fontes de Erro do Método .....	80
	4.2.1 – Erros na Extrapolação da curva $P-\delta$ .....	80
	4.2.2 – Erros na Estimção do Tempo Crítico .....	83
4.3	Critérios de Agregação .....	85
4.4	Programa Auxiliar .....	91
<b>5</b>	<b>Resultados e Análise das Simulações .....</b>	<b>93</b>
5.1	Sistemas 3 Geradores.....	93
	5.1.1 – Avaliação das Contingências.....	93
	5.1.2 – Análise de Resultados.....	98
5.2	Sistema Norte-Nordeste Brasileiro .....	99
	5.2.1 – Avaliação das Contingências .....	101
	5.2.2 – Análise de Resultados .....	110
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>113</b>
	<b>Apêndice A .....</b>	<b>115</b>
	<b>Apêndice B .....</b>	<b>116</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>119</b>

# 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 – HISTÓRICO

Os primeiros estudos de estabilidade dos sistemas elétricos datam dos anos 20, com muitas hipóteses sobre as quais foram estabelecidos deixando de ser válidas na realidade dos atuais sistemas de potência. Da mesma forma, os modelos matemáticos simplificados comumente utilizados deixaram de ser adequados já que modelos e métodos analíticos mais poderosos se tornaram necessários.

No Brasil, a aplicação prática dos estudos de estabilidade tornou-se mais usual a partir da década de 70. Inicialmente, os programas utilizados eram de versões estrangeiras, de onde evoluíram para códigos mais adaptados às necessidades, num trabalho conjunto entre empresas do setor elétrico, apresentando resultados muito proveitosos. Isto promoveu a inclusão da representação detalhada dos equipamentos existentes e a evolução dos algoritmos, sempre de forma a mantê-los alinhados ao estado da arte na simulação dos sistemas elétricos de potência. Posteriormente, a evolução dos microcomputadores tipo PC tornou ainda mais maleável a realização dos estudos de estabilidade.

Hoje se encontram disponíveis, para utilização pelo setor elétrico, programas nacionais de qualidade comparável aos padrões internacionais. Por outro lado, não deve ser esquecido que a evolução do sistema elétrico e o aparecimento de novas tecnologias são sinalizadores da necessidade da manutenção de esforço permanente de desenvolvimento tecnológico de modo a se manter uma infra-estrutura capaz de fazer frente aos desafios de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência em um ambiente de crescentes incertezas.

Diante deste cenário, se torna evidente a necessidade de se desenvolver novos métodos e novas tecnologias para que o desempenho dos sistemas elétricos possa ser analisado de uma forma transparente, segura e confiável.

## 1.2 – OBJETIVO

O objetivo do trabalho é a avaliação do desempenho transitório dos sistemas elétricos de potência no domínio do tempo com a informação direta de margem de estabilidade, através da análise dos resultados de simulação por integração numérica, das equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência ao longo do tempo.

Pode-se entender como margem de estabilidade de um sistema elétrico, a quantificação de seu “grau de estabilidade”, em outras palavras, a identificação do quão estável o sistema se apresenta diante de uma determinada perturbação. Uma forma de quantificar esta margem de estabilidade pode ser pelo tempo crítico de remoção da falta, representando o escopo da presente dissertação.

A simulação através de integração numérica é, atualmente, a melhor ferramenta disponível para a avaliação das diferentes formas de estabilidade dos sistemas elétricos de potência, já que permite a incorporação de modelos matemáticos mais abrangentes e melhor representativos do desempenho dinâmico dos equipamentos envolvidos. Isto conduz, naturalmente, a possibilidade de realização de estudos com obtenção de resultados muito mais precisos e confiáveis. As limitações ficam por conta do tempo computacional e pela ausência de resultados diretos que informem a margem de estabilidade ou o limite de estabilidade para cada uma das contingências examinadas. Para contornar esta dificuldade, esta dissertação propõe o exame de uma metodologia complementar ao processo de avaliação da estabilidade dos sistemas de potência por integração numérica, de forma que também seja caracterizada a margem de estabilidade do sistema frente a possíveis ocorrências.

Neste sentido, serão apresentados resultados de aplicação da metodologia ao estudo de estabilidade de uma determinada configuração do sistema interligado Norte-Nordeste, com indicação da margem de estabilidade transitória a partir da análise das curvas *Potência-Ângulo* obtidas para todas as contingências simuladas.

As ferramentas denominadas “métodos diretos” para avaliação da estabilidade normalmente exigem menor custo computacional e, em geral, fornecem uma margem de

estabilidade associada à contingência simulada. Contudo, estes métodos ainda não se mostraram amplamente aplicáveis e confiáveis. Apesar das propostas apresentadas, estas ferramentas ainda não permitem a fixação de modelos adequados para representação de todos os elementos ou componentes com influência no comportamento dinâmico do sistema. Tanto que referências atuais, como [1], [19] e [25], apontam para métodos híbridos que fazem uso da simulação numérica por um período curto de tempo, considerando-os promissores. Dentre os métodos híbridos, um deles sugere a avaliação da estabilidade tomando em consideração a propriedade de equivalência entre o sistema multimáquinas e o sistema máquina-barra infinita. Esta metodologia condiz com a proposta do trabalho, sendo abordada mais detalhadamente e aplicada nesta dissertação.

### **1.3 – MOTIVAÇÃO**

Um serviço elétrico de qualidade, seguro e confiável, depende fundamentalmente da capacidade do sistema de potência em permanecer íntegro, suportando uma grande variedade de diferentes perturbações. Assim, é essencial que o sistema seja planejado e operado de forma a ser capaz de sustentar-se diante desses eventos. Neste contexto, o comportamento dinâmico eletromecânico do sistema de potência pode ser decisivo como definidor da severidade das perturbações e de sua evolução.

Percebe-se no atual cenário que o interesse por avaliações cada vez mais precisas do desempenho dinâmico dos sistemas de potência aumenta na medida do crescimento da complexidade do próprio sistema. No cerne dessa complexidade estão sucessivas inovações tecnológicas incorporadas à engenharia dos sistemas elétricos e, mais recentemente, mudanças significativas no setor, advindas de processos de liberalização do mercado elétrico, alterações de regulamentação e surgimento de novos agentes.

O ambiente acima descrito faz com que cada vez mais o sistema opere perto dos seus limites de carregamento. Diante deste cenário, se torna evidente a necessidade de se desenvolver tecnologias novas e mais elaboradas para que o sistema possa ser analisado de uma forma transparente, segura e confiável. Entre os requisitos para o bom desempenho dos sistemas de potência modernos está a análise das diferentes formas de estabilidade transitória e dinâmica sob pequenos ou grandes desvios e da estabilidade de tensão. E a garantia destas formas de estabilidade do sistema de potência deve ser feita em um contexto de novos desafios, considerando a operação com índices maiores de incerteza e menor conservadorismo do que no passado.

Com o método corrente de análise de estabilidade por integração numérica no domínio do tempo, é possível a determinação minuciosa do desempenho elétrico ao longo do tempo, com a adoção de um determinado nível de detalhamento de representação individual dos equipamentos limitado apenas pelo maior ou menor conhecimento de características específicas de cada componente – mais uma questão comercial do que propriamente uma dificuldade tecnológica. Conforme mencionado anteriormente, as limitações são estabelecidas apenas por conta do tempo computacional envolvido e pela ausência de resultados diretos que informem a margem de estabilidade.

Considerando que atualmente os modernos computadores possuem velocidade de processamento cada vez mais alta, o tempo computacional envolvido passa a não ser uma questão tão importante nos estudos *off-line* de operação ou de planejamento de sistemas de potência. Isto continua motivando a realização das simulações de estabilidade por integração numérica, não se abrindo mão de modelagem dinâmica adequada para os componentes do sistema e, desta forma, resultando em maior confiança sobre os resultados obtidos.

Percebe-se, entretanto, no que diz respeito às simulações por integração numérica, a carência de resultados diretos quanto aos limites de estabilidade do sistema, sendo a pesquisa para contornar esta limitação a motivação principal deste trabalho. A proposta central é buscar uma metodologia que possa ser incorporada aos programas de estabilidade correntes, na qual os engenheiros que atuam na área tenham familiaridade e confiança. Buscou-se então apoio nos conceitos dos métodos diretos.

Os métodos diretos clássicos baseados na função energia se mostram muito limitados, sobretudo no que diz respeito à modelagem dos componentes do sistema. No entanto, no que diz respeito ao mecanismo básico de desenvolvimento da instabilidade transitória, métodos híbridos baseados no conceito de equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema máquina-barra infinita se mostram promissores. Assim, com base na equivalência referida, será apresentada uma metodologia de avaliação do tempo crítico de remoção de falta com uso da metodologia de integração numérica no domínio do tempo, que reflete a margem de estabilidade do sistema.

Nota-se ainda que o campo de aplicação da metodologia proposta pode ser muito amplo. De acordo com as atuais condições de operação dos sistemas, esta metodologia pode abranger áreas como a segurança dinâmica dos sistemas, a confiabilidade, a classificação de contingências, etc. Isto confirma a importância do tema na análise de sistemas elétricos de potência.

### **1.4 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

No contexto de desenvolvimento dos aspectos teóricos dos estudos de estabilidade constantes nesta dissertação, a referência [1] se constituiu na principal fonte bibliográfica. Também serviram para este fim as referências [2] e [3], tratando tanto da modelagem das máquinas síncronas como da análise do seu comportamento transitório. Ainda as dissertações sob referência [4], [5], [6] e [7] e a publicação [8] apresentam, da mesma forma, aspectos teóricos acerca da estabilidade dos sistemas elétricos de potência que se mostraram valiosos para a elaboração da presente dissertação de mestrado.

Algumas publicações auxiliaram na elaboração da introdução da dissertação. Nas referências [9] e [10], SHILLING *et al.* apresentam de forma objetiva, o panorama dos estudos de regime dinâmico no Brasil e uma discussão acerca da adequação da rede básica. MARTINS *et al.* [11] discutem critérios para os estudos de estabilidade de sistemas de potência, baseados na experiência prática da operação.

Para o entendimento dos conceitos em que se baseiam os métodos diretos, foram analisados diversos trabalhos, dentre os quais alguns são apresentados a seguir:

VITTAL *et al.* [12] tratam de uma aplicação da função energia transitória. Apresentam uma teoria bem fundamentada sobre a formulação da função energia.

RAHIMI *et al.* [13] também apresentam as bases para definição da função energia transitória, e propõem sua aplicação para análise de segurança dinâmica.

KHEDKAR, DHOLE e NEVE [14] analisam a estabilidade via função energia transitória, com a energia crítica sendo determinada pelos métodos *Closest Unstable Equilibrium Point* e *Controlling Unstable Equilibrium Point*. O trabalho realiza boa descrição dos conceitos teóricos envolvidos e apresenta algumas curvas ilustrativas da evolução das componentes de energia cinética e potencial ao longo do tempo.

NAZARENO [15] em sua dissertação considera dois conceitos importantes no contexto dos métodos diretos baseados na construção e análise da função energia: uma técnica para o cálculo do ponto de equilíbrio instável de controle, denominada método do som-

breamento (do inglês, *Shadowing Method*), procurando corrigir os problemas do método BCU (do inglês, *Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point*), e um método dinâmico de detecção da PEBS (do inglês, *Potential Energy Boundary Surface*), buscando contornar problemas relacionados com o ponto de saída para instabilidade (*exit point*). É abordado um histórico dos métodos diretos, valioso na preparação desta dissertação.

Na tese de ALBERTO [16] é proposta uma função de Liapunov estendida de obtenção mais simples e aplicável a modelos mais elaborados. Também apresenta um procedimento para incorporação do efeito das perdas na transmissão, procurando, ainda, contornar o problema da análise da perda de sincronismo em oscilações subseqüentes à primeira. Este trabalho apresenta, ainda, um histórico da evolução dos métodos diretos aplicável à abordagem utilizada na presente dissertação de mestrado.

ALBERTO e BRETAS [17] propõem a análise de contingências utilizando-se de uma versão robusta do método PEBS. A metodologia é testada no sistema sul brasileiro.

JARDIM [18] em sua tese apresenta o estado da arte dos métodos baseados na função energia e desenvolve uma metodologia apoiada no conceito de autovalores da resposta linearizada. O trabalho apresenta, também, um histórico da evolução dos métodos diretos e dos aspectos teóricos associados.

Pesquisas bibliográficas mais recentes indicam como promissores os métodos híbridos, com apoio nos conceitos associados à função energia dos métodos diretos, mas com a utilização da simulação por integração numérica por um período curto de tempo. Neste sentido, foram encontradas algumas propostas de análise híbrida. A seguir são apresentados trabalhos com os principais métodos neste campo:

TANG *et al.* [19] desenvolvem um procedimento prático e eficiente para incorporação de metodologia de análise com função energia à simulação convencional via integração numérica no domínio do tempo.

FU e BOSE [20] propõem uma alternativa de avaliação da estabilidade através de índices obtidos a partir da simulação numérica. O objetivo é classificar contingências quanto à severidade, apoiando-se na definição de índices calculados a partir da função

energia, do conceito de coerência e de produtos escalares entre variáveis. NETO e PADILHA [21] utilizam-se dos índices propostos na referência [20], para aplicação na segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência. LI e BOSE [22] apresentam um índice de coerência alternativo, mas menos abrangente que o acima citado.

XUE, CUTSEM e PAVELLA [23] apresentam um artigo que constitui a base teórica para a presente dissertação de mestrado. Os autores desenvolvem os fundamentos do Critério das Áreas Iguais Estendido, EEAC (do inglês, *Extended Equal Area Criteria*), um método baseado na equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema máquina-barras infinita. O artigo desenvolve observações acerca do comportamento do grupo crítico de máquinas (*critical cluster*), fixa um procedimento para detecção da instabilidade na segunda oscilação (*swing*) e contém discussão estabelecida pelo orientador da presente dissertação de mestrado. O artigo descreve a aplicação primária do método, limitada ao modelo clássico de gerador e de forma que a aplicação do EEAC não leva em conta qualquer processamento de integração numérica, conforme proposto nesta dissertação. Neste contexto, outros artigos mais atuais são considerados mais adequados, pois seguem a linha da aplicação da integração numérica.

SILVA [24] em sua dissertação realiza a avaliação do EEAC a partir de comparações entre os resultados obtidos por integração numérica no domínio do tempo.

XUE [25] novamente aborda o método EEAC. Neste artigo são traçados, em linhas gerais, alguns conceitos de uma variante do EEAC, o *Integrated EEAC*, que combina técnicas de integração numérica com o EEAC. Os fundamentos do método continuam sendo os mesmos. A análise de margem de estabilidade é dada pela avaliação do sistema máquina-barras infinita equivalente no plano  $P-\delta$ . A metodologia desenvolvida se baseia na observação de que a dinâmica do sistema equivalente máquina-barras infinita preserva a natureza da estabilidade do sistema original multimáquinas. O método supõe que todos os efeitos de modelagem e cenários sobre a estabilidade eletromecânica estão contidos na dinâmica angular estabelecida no processo de integração numérica. O maior atrativo é que não há restrições quanto à modelagem. O artigo também faz uma interessante abordagem sobre a evolução do EEAC e discute o potencial de aplicação do método *Integrated EEAC*.

WANG *et al.* [26] propõem uma metodologia para pesquisa de margens de estabilidade aplicando o EEAC. A computação da margem se baseia no critério clássico das áreas iguais, mesmo considerando que a relação  $P-\delta$  não apresente um comportamento senoidal puro. O artigo ainda propõe um índice para incorporação do efeito de oscilações múltiplas (*multi-swing*), contemplando um método que permita analisar o processo de instabilidade desenvolvido em oscilações subseqüentes à primeira.

CHAN, ZHOU e CHUNG [27] apresentam a formulação do EEAC híbrido e propõem uma maneira consistente para composição dos grupos de máquinas críticas e não críticas. CHAN, CHEUNG e SU indicam uma aplicação do EEAC híbrido, desta vez focalizando a análise de redespacho de geração e a fixação de margem de estabilidade. Já MACHADO, PINTO e BARBOSA [29] apresentam uma aplicação prática interessante, com ênfase no desligamento (*trip*) de geradores para aumento da margem de estabilidade.

PAVELA, ERSNT e VEGA [30] apresentam a teoria do método SIME (do inglês, *Single Machine Equivalent*) e discute sua aplicação. O SIME é fundamentado na simulação no tempo e posterior redução a um sistema máquina-barra infinita, podendo ser visto como uma versão generalizada do EEAC. Esta metodologia será empregada na presente dissertação, pois, além de atual, apresenta características que se adaptam bem ao objetivo de estimação de margens de estabilidade com utilização de modelos detalhados.

Em [31], PAVELA *et al.* tratam do método SIME apontado na referência [30], detalhando a teoria e reforçando sua aplicação prática. O artigo também apresenta um histórico breve e interessante dos métodos de análise da estabilidade dos sistemas elétricos.

BETTIOL [32] em sua tese trata da aplicação prática do método SIME dentro do contexto de avaliação da máxima transferência de potência.

A referência [33] é a página eletrônica do ONS onde são disponibilizadas as bases de dados para o estudo do sistema Norte-Nordeste utilizado.

Finalmente, OLIVEIRA e NETO [34] [35] realizam análise de estabilidade transitória com aplicação de métodos diretos.

De acordo com a presente revisão bibliográfica, esta dissertação propõe a organização conforme apresentada no subitem a seguir.

## **1.5 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Este relatório de dissertação foi organizado da seguinte maneira:

O capítulo 1 apresenta informações de caráter geral, relativas ao tema deste trabalho. Primeiramente, procurou-se apresentar um breve histórico dos estudos de estabilidade até a atualidade, enquadrando o panorama do cenário brasileiro. Posteriormente, apresenta-se o objetivo do trabalho e é realizada uma discussão sobre a motivação do tema, mostrando a importância deste para as atuais condições de operação dos sistemas de potência. Finalmente apresenta-se a revisão bibliográfica e este descritivo da estrutura da tese.

O capítulo 2 traz informações básicas sobre a estabilidade dos sistemas de potência, apresentando uma visão geral das formas de estabilidade mais comuns, abordando os conceitos elementares de modelagem dos principais componentes e focalizando, mais detalhadamente, os estudos da estabilidade angular, sob regimes permanente (pequenos desvios) e transitório (grandes impactos).

As ferramentas disponíveis para a avaliação da estabilidade dos sistemas de potência são sumariamente discutidas no capítulo 3. São abordadas as metodologias para análise modal, simulação por integração numérica, métodos diretos e métodos híbridos.

O capítulo 4 constitui a principal contribuição deste trabalho. Ele trata do estabelecimento de uma metodologia para a estimação do tempo crítico de abertura, como forma de indicar a margem de estabilidade dos sistemas de potência. Na seqüência, discute-se um aplicativo computacional, como ferramenta auxiliar para utilização da metodologia referida.

No capítulo 5 são apresentados os resultados de simulação e de análise dos casos de estabilidade transitória para um sistema fictício de 3 geradores e para uma determinada configuração do sistema interligado Norte-Nordeste brasileiro, a partir da aplicação prática da metodologia proposta no capítulo 4, realizando-se, assim, a validação da mesma.

As conclusões são encontradas no capítulo 6.

## 2

### ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

#### 2.1 – FORMAS DE ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Um dos maiores interesses pelo estudo da dinâmica dos sistemas elétricos de potência está focado no aspecto da estabilidade eletromecânica, em outras palavras, na manutenção do sincronismo entre as máquinas síncronas presentes no sistema. Todavia, uma abordagem mais vasta dos fenômenos dinâmicos deve ser desenvolvida em uma faixa ampla de frequência. Tal faixa deve cobrir vários fenômenos, desde aqueles extremamente rápidos decorrentes de surtos atmosféricos até os efeitos bastante lentos associados ao acompanhamento das variações de carga. A figura 2.1 ilustra possíveis faixas temporais associadas ao sistema elétrico de potência [9].

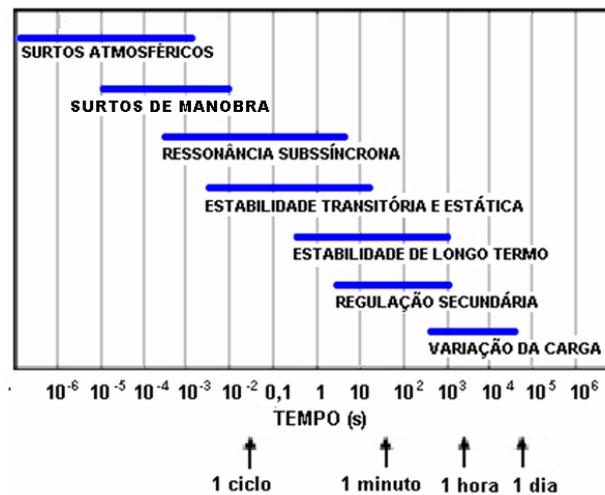


Figura 2.1 – Faixa temporal dos fenômenos dinâmicos

Fonte: Referência [9]

O foco desta dissertação é assentado nos fenômenos característicos da faixa da dinâmica transitória. Assim, é conveniente segregar esta faixa de acordo com o fenômeno de interesse, através de fatores com características mais intimamente relacionadas aos efeitos observados como, por exemplo, a natureza física do processo de instabilidade, a dimensão da perturbação, a extensão do tempo de análise do fenômeno ou o método de cálculo mais apropriado.

Assim sendo, de maneira a propor uma classificação para as diferentes formas de estabilidade, a discussão subsequente se concentra, em linhas gerais, na caracterização desta segregação.

➤ **ESTABILIDADE ANGULAR:** A estabilidade angular diz respeito à capacidade das máquinas síncronas que compõem o sistema elétrico se manterem em sincronismo, para o qual é necessário que exista equilíbrio dos conjugados desenvolvidos no rotor de cada uma das máquinas síncronas. A estabilidade angular pode ser analisada sob dois aspectos:

- **Estabilidade de regime permanente\*:** A estabilidade de regime permanente diz respeito à resposta do sistema frente a perturbações de pequena severidade. As perturbações podem ser consideradas suficientemente pequenas para permitir o uso de modelos linearizados. Quanto a este tipo de instabilidade, podem ser consideradas duas diferentes abordagens:

- **Instabilidade não-oscilatória:** Caracterizada por insuficiência de conjugado sincronizante;

- **Instabilidade oscilatória:** Caracterizada por insuficiência de conjugado de amortecimento.

- **Estabilidade de regime transitório:** Esta forma de estabilidade relaciona-se ao comportamento do sistema elétrico e de um ou mais geradores frente a grandes perturbações. A instabilidade, na forma de perda de sincronismo, é caracterizada pelo crescimento aperiódico dos ângulos dos rotores.

➤ **ESTABILIDADE DE TENSÃO:** A estabilidade de tensão representa a capacidade de manutenção do perfil de tensões de regime permanente em uma faixa aceitável. Os estudos de estabilidade de tensão podem ser considerados sob dois aspectos:

---

\* Na literatura também são adotados os termos “estabilidade a pequenos sinais” ou “estabilidade dinâmica” para os fenômenos provenientes da resposta do sistema frente a pequenas perturbações.

• **Frente a Grandes Perturbações (dinâmica):** Refere-se à habilidade do sistema em manter as tensões de operação aceitáveis após uma grande perturbação. São relevantes para a caracterização deste tipo de estabilidade os eventos como manobras, coordenação de proteção e controle, a comutação de *tap* sob carga e a dinâmica das próprias cargas. A avaliação requer o exame do comportamento dinâmico do sistema num período de tempo suficiente para observar a interação dos dispositivos que exercem influência sobre este tipo de fenômeno.

• **Frente a Pequenas Perturbações (estática):** Vale-se da análise das relações de regime permanente entre potência ativa e reativa (*curva PQ*) e entre potência ativa e tensão (*curvas PV*). Nestas avaliações é importante a verificação da capacidade de manutenção das reservas de potência reativa.

➤ **ESTABILIDADE DE MÉDIO E LONGO TERMO:** Em termos gerais, aborda fenômenos associados a condições severas de operação que indiquem grandes excursões de frequência e tensão. Nos primeiros momentos de evolução, as dinâmicas lentas e rápidas aparecem em conjunto. Na seqüência, o sistema recupera uma condição de frequência uniforme na qual as dinâmicas lentas preponderam.

O diagrama da figura 2.2, baseado na referência [1], ilustra a classificação da estabilidade em sistemas de potência.

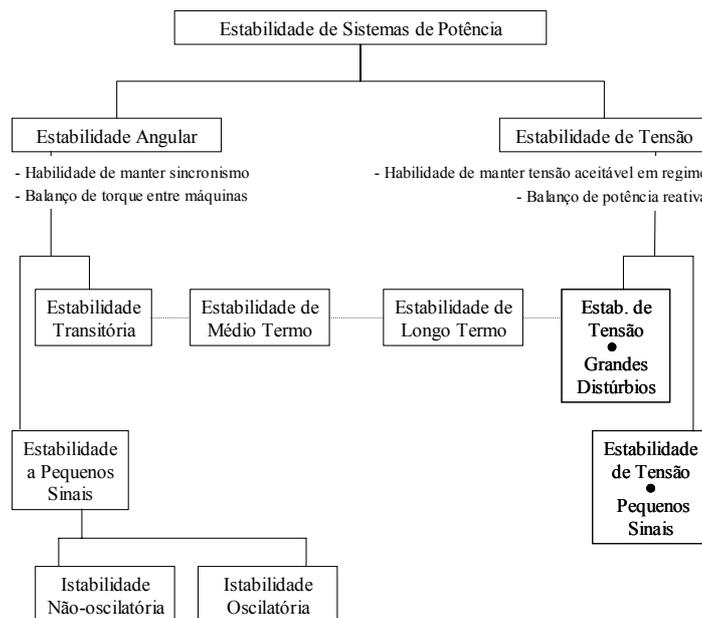


Figura 2.2 – Uma classificação para estabilidade em sistemas de potência

## 2.2 – CARACTERÍSTICAS E MODELAGEM DOS COMPONENTES

Nesta seção são apresentadas, sumariamente, informações de interesse relacionadas às características e modelagens dos componentes básicos com efeito importante sobre a dinâmica transitória dos sistemas elétricos de potência.

Em suma, um sistema elétrico de potência pode ter seu comportamento dinâmico transitório representado matematicamente por um conjunto de **equações diferenciais** associadas aos modelos das máquinas síncronas, do sistema de excitação, dos reguladores de velocidade, dos compensadores estáticos de reativo, dos elos de corrente contínua, dos motores de indução, FACTS, etc, bem como por **equações algébricas não-lineares** que representam a rede de transmissão CA, as interfaces rede elétrica-elos de corrente contínua, estatores das máquinas síncronas, cargas representadas por modelos estáticos, etc.

Desta forma, é possível a obtenção da formulação básica para representação do comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência, conforme as expressões (2.1) e (2.2):

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (2.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2.2)$$

onde:

$x$  é o vetor de variáveis de estado e

$y$  é o vetor de variáveis algébricas.

O diagrama da figura 2.3 indica, esquematicamente, as interligações entre os modelos dos componentes do sistema elétrico de potência através das grandezas comuns contidas em suas equações algébricas e diferenciais conforme [6].

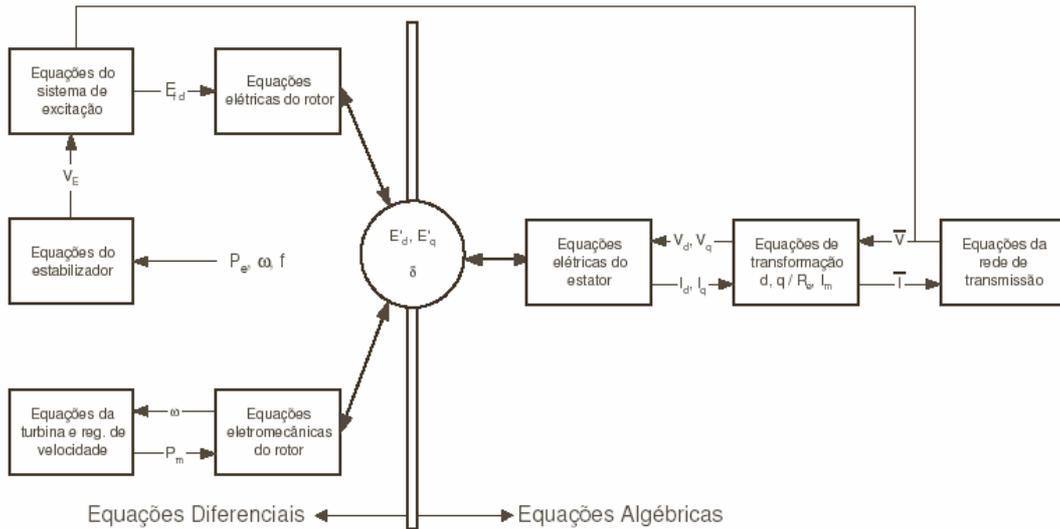


Figura 2.3 – Esquema da modelagem de sistemas elétricos de potência

Fonte: referência [6]

Para proporcionar melhor visualização do comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência, é apresentada, nas seções subseqüentes, uma análise resumida dos fundamentos da representação da máquina síncrona, do sistema de excitação e do sistema de transmissão e cargas.

### 2.2.1 – A Máquina Síncrona

Nos sistemas elétricos de potência, a grande maioria dos geradores, além de vários compensadores e motores, operam sob o mesmo princípio, o da máquina síncrona. A compreensão das características das máquinas síncronas e a modelagem adequada das mesmas são de fundamental importância para o estudo de estabilidade.

Uma máquina síncrona possui dois elementos essenciais: o campo e a armadura. De maneira geral, o campo localiza-se no rotor da máquina e a armadura no estator. A bobina de campo é excitada por corrente contínua, fornecida pelo sistema de excitação. Quando o rotor é acionado, a bobina de campo induz tensões trifásicas alternadas e equilibradas nos enrolamentos do estator. A frequência das tensões referidas e das correntes resultantes circulando nas bobinas de fase do estator, quando uma carga é conectada ou a máquina é ligada à rede, depende unicamente da velocidade do rotor. Por outro lado, a conexão da máquina à rede externa resulta na circulação de correntes

adicionais nas fases produzidas pelas tensões trifásicas impostas pela rede em uma frequência denominada frequência síncrona. Desta forma, para haver troca de energia entre a máquina e o sistema elétrico, os dois conjuntos de tensões devem apresentar exatamente a mesma frequência. Em outras palavras, a velocidade mecânica do rotor deve se manter sincronizada com a frequência das tensões impostas pela rede elétrica. Daí a designação “máquina síncrona”.

Quando duas ou mais máquinas síncronas são interconectadas, a tensão no estator e a corrente de todas as máquinas devem possuir a mesma frequência e, em consequência, a velocidade mecânica do rotor de cada uma deve estar sincronizada com esta frequência. A este comportamento é associado o conceito de “máquinas em sincronismo”, empregado nos sistemas multimáquinas.

#### 2.2.1.1 - Modelagem para estudos de estabilidade

Os modelos matemáticos utilizados para representar uma máquina síncrona podem ser encontrados detalhadamente em [1], [2] e [3]. Estes modelos são derivados do modelo geral de *Park* para máquinas síncronas, assumindo-se um sistema de coordenadas que gira na mesma velocidade do rotor da máquina, definindo um eixo em fase com os pólos do rotor (eixo direto ou eixo *d*) e outro 90° elétricos atrasado em relação ao primeiro (eixo em quadratura ou eixo *q*).

A figura 2.4 apresenta uma representação esquemática de uma máquina de dois pólos. Os enrolamentos do estator são trifásicos uniformemente distribuídos e espacialmente defasados de 120°.

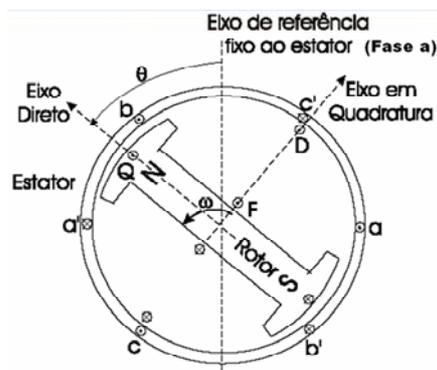


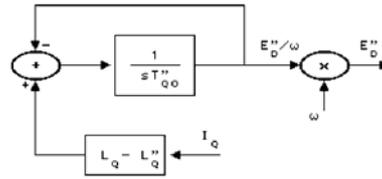
Figura 2.4 – Enrolamentos da Máquina Síncrona de Dois Pólos

As equações que descrevem o desempenho transitório eletromecânico de uma máquina síncrona são, nos atuais estudos de estabilidade, resolvidas pela aplicação algum método disponível para sua integração numérica e fazendo-se uso de simulação digital. Normalmente são utilizadas as equações completas de *Park*. Pela aplicação da Transformada de Laplace para solução matemática de alguns transitórios que ocorrem sob desempenho linear durante alguns ensaios típicos realizados e pela comparação destes resultados com registros oscilográficos das tensões terminais e correntes nos enrolamentos durante os mesmos ensaios, os principais parâmetros associados à representação de *Park* podem ser determinados. As equações de *Park* e outras demonstrações de interesse podem ser encontradas em [1] e [2]. Estas referências apresentam uma listagem dos parâmetros referidos e valores típicos que são reproduzidos na tabela 2.1.

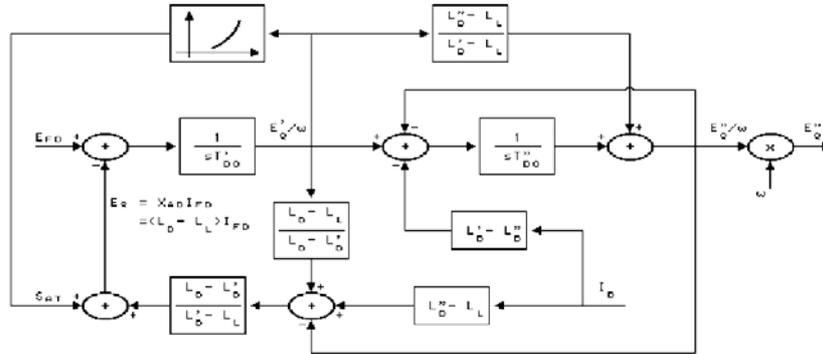
Nas figuras 2.5 e 2.6 são apresentados diagramas de blocos para as equações de eixo direto e em quadratura de máquinas de pólos salientes (típicas para hidrogeradores) e de rotor liso (típicas para termogeradores). Estes mesmos diagramas são os utilizados para a modelagem das máquinas no programa ANATEM desenvolvido pelo CEPEL, empregado nesta dissertação.

Tabela 2.1 – Valores típicos dos parâmetros da máquina síncrona

Parâmetro		Unidades Hidráulicas	Unidades Térmicas
Reatância Síncrona (pu)	$X_d$	0,6 a 1,5	1,0 a 2,3
	$X_q$	0,4 a 1,0	1,0 a 2,3
Reatância Transitória (pu)	$X'_d$	0,2 a 0,5	0,15 a 0,4
	$X'_q$	-	0,3 a 1,0
Reatância Subtransitória (pu)	$X''_d$	0,15 a 0,35	0,12 a 0,25
	$X''_q$	0,2 a 0,45	0,12 a 0,25
Constante de Tempo Transitória de circuito aberto (s)	$T'_{d0}$	1,5 a 9,0	3,0 a 10,0
	$T'_{q0}$	-	0,5 a 2,0
Constante de Tempo Subtransitória de circuito aberto (s)	$T''_{d0}$	0,01 a 0,05	0,02 a 0,05
	$T''_{q0}$	0,01 a 0,09	0,02 a 0,05
Indutância de Dispersão (pu)	$X_l$	0,1 a 0,2	0,1 a 0,2
Resistência da Armadura (pu)	$R_a$	0,002 a 0,02	0,0015 a 0,005

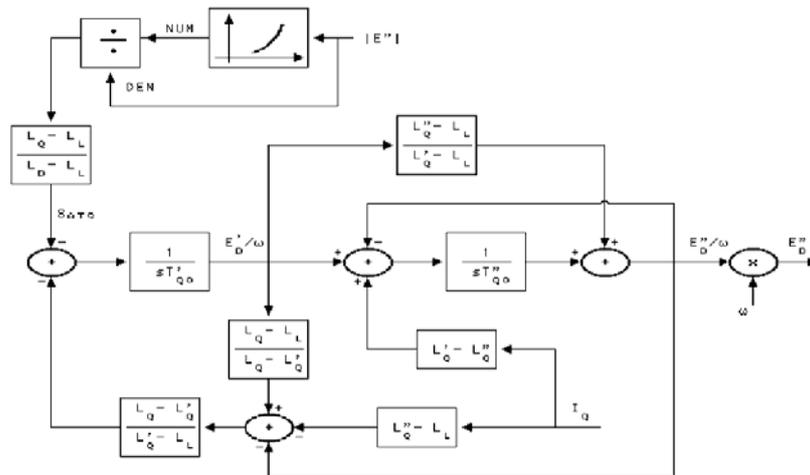


(a) equações de eixo de quadratura

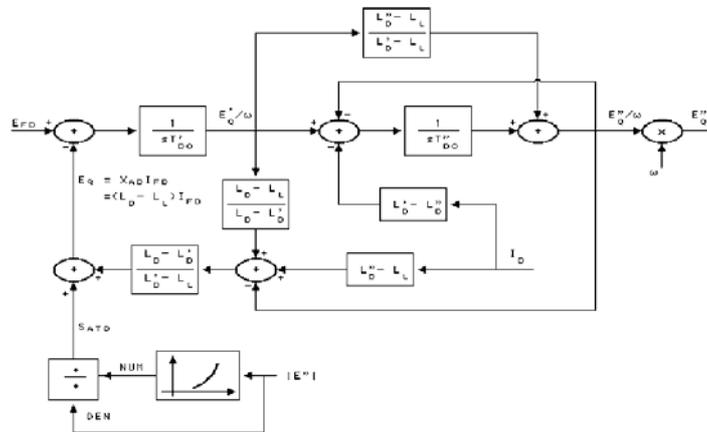


(b) equações de eixo direto

Figura 2.5 – Diagramas de blocos das equações do gerador de pólos salientes



(a) equações de eixo de quadratura



(b) equações de eixo direto

Figura 2.6 – Diagramas de blocos das equações do gerador de rotor liso

Para a avaliação da estabilidade dos sistemas elétricos de forma aproximada, quando o objetivo é apenas verificar as tendências e registrar os efeitos das grandezas de maior importância, pode-se fazer uso de uma série de simplificações no modelo da máquina síncrona. Diversas aproximações são aplicadas na modelagem da máquina, de modo que os estudos podem ser realizados fazendo-se uso do chamado modelo clássico, detalhadamente demonstrado em [1]. No modelo clássico, a máquina síncrona é representada como uma fonte de tensão  $E'_F$  atrás da reatância transitória  $X'_d$ . Considerando a operação em regime permanente, quando o efeito da saliência síncrona é desprezado, também é possível a representação da máquina síncrona como uma fonte de tensão de excitação  $E_F$  atrás de reatância  $X_S$  [1].

#### 2.2.1.2 - Equação de oscilação do rotor

Para completar o conjunto de equações que regem o comportamento dinâmico da máquina síncrona, a seguir é apresentada a derivação da equação de oscilação, também denominada equação *swing*.

Sendo  $J$  o momento de inércia total do rotor do gerador síncrono,  $\gamma$  a aceleração angular do rotor e  $T_A$  o conjugado líquido acelerante aplicado ao rotor, a segunda Lei de Newton, na forma rotacional, fornece:

$$J \gamma = T_A \quad (2.3)$$

O conjugado  $T_A$  apresenta como componentes o conjugado mecânico de entrada devido à ação da turbina, o conjugado associado às denominadas perdas rotacionais (as perdas mecânicas por atrito e ventilação e as perdas magnéticas) e o conjugado eletromagnético de interação entre os fluxos magnéticos girantes de rotor e de estator da máquina síncrona.

Se  $T_M$  é definido como o conjugado mecânico de entrada, incorporando as perdas rotacionais, e  $T_E$  é o conjugado eletromagnético, então:

$$T_A = T_M - T_E \quad (2.4)$$

Em regime permanente, esta diferença é nula, não havendo aceleração.

Na definição da equação de oscilação, é mais conveniente que a posição angular do rotor seja expressa pela direção do eixo de quadratura (ou do eixo direto), em relação a um eixo de referência que gira à velocidade síncrona  $\omega_s$  em relação ao eixo da fase a do estator.

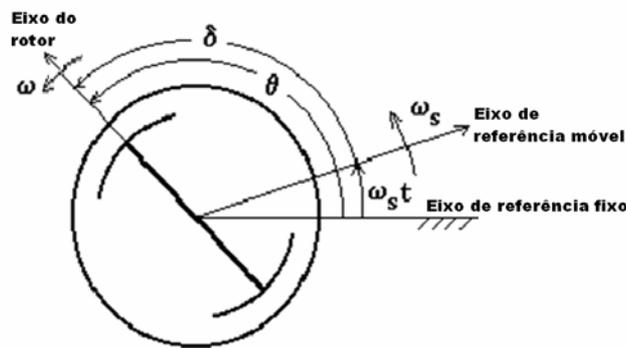


Figura 2.7 – Posição angular, eixo de referência fixo e eixo de referência girante

Se  $\theta$  é o ângulo medido em relação ao eixo fixo e  $\delta$  é medido com respeito ao eixo que gira na velocidade  $\omega_s$ , tem-se:

$$\delta = \theta - \omega_s t \quad (2.5)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_s \quad (2.6)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta}{dt^2} = \gamma \quad (2.7)$$

Substituindo (2.4) e (2.7) em (2.3):

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_M - T_E \quad (2.8)$$

Multiplicando-se (2.8) pela velocidade  $\omega$ :

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_M - P_E \quad (2.9)$$

onde:

$M = J \omega$  é a quantidade de movimento angular,

$P_E = T_E \omega$  é a potência elétrica de saída e

$P_M = T_M \omega$  é a potência mecânica de entrada.

A equação (2.9) envolve a potência elétrica de saída e a potência mecânica de entrada do gerador síncrono e é chamada equação de oscilação.

Incluindo agora, na formulação da equação de oscilação, a constante de inércia  $H$ , definida como:

$$H = \frac{W}{S_N} \quad (2.10)$$

sendo:

$W$  a energia cinética total armazenada no rotor do gerador na velocidade síncrona e

$S_N$  a potência aparente nominal da máquina.

$W$  é dada por:

$$W = \frac{1}{2} J \bar{\omega}_s^2 \cong \frac{1}{2} M \omega_s \quad (2.11)$$

portanto:

$$M = \frac{2W}{\omega_s} \quad (2.12)$$

de (2.10) e (2.12):

$$M = \frac{2S_N H}{\omega_s} \quad (2.13)$$

A constante de inércia  $H$  do gerador, ao contrário de  $M$ , se situa em faixa estreita, não

dependendo da potência e do número de pólos da máquina.

Reescrevendo a equação (2.9) em função da velocidade, tem-se:

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E \quad (2.14)$$

Indicando as componentes de potência e a velocidade de rotor em  $pu$  da potência trifásica nominal e da velocidade síncrona, tem-se:

$$M\omega_s \frac{d}{dt} \left( \frac{\omega}{\omega_s} \right) = S_N \left( \frac{P_M - P_E}{S_N} \right) \quad (2.15)$$

$$M \frac{\omega_s}{S_N} \frac{d\omega_{pu}}{dt} = P_{M_{pu}} - P_{E_{pu}} \quad (2.16)$$

$$2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} = P_{M_{pu}} - P_{E_{pu}} \quad (2.17)$$

Na sua forma mais tradicional, a equação de oscilação é escrita como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_{M_{pu}} - P_{E_{pu}} \quad (2.18)$$

Por vezes, é desejável incluir uma componente de conjugado amortecedor separadamente, se ela não é considerada no cálculo da potência elétrica  $P_E$ , quando esta é afetada pela variação da frequência da rede, ou ainda em razão da utilização de modelagem simplificada do gerador ou geradores. A inclusão pode se dar pela adição de um termo proporcional à variação de velocidade, conforme (2.19):

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_{M_{pu}} - P_{E_{pu}} - K_D \Delta\omega_{pu} \quad (2.19)$$

Para representar a equação de oscilação através de diagrama de blocos, pode-se considerar a seguinte configuração:

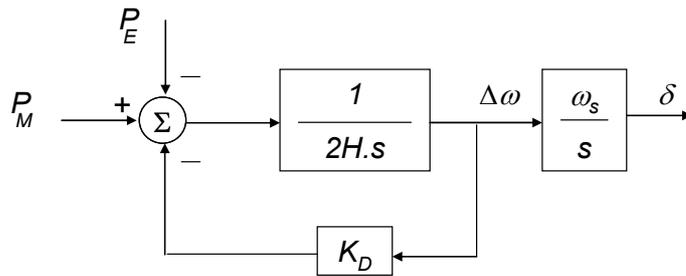


Figura 2.8 – Diagrama de blocos da equação de oscilação

### 2.2.2 – Sistema de excitação

O sistema de excitação tem por objetivo fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona, bem como realizar funções de controle e proteção. O sistema de excitação deve manter a tensão terminal do gerador constante, através do ajuste da corrente de campo, mantendo a máquina dentro dos seus limites de capacidade. Adicionalmente, o sistema de excitação pode e deve contribuir para a melhoria da estabilidade do sistema elétrico de potência e para o controle de tensão do mesmo.

O diagrama de blocos esquemático da figura 2.9 apresenta os componentes de um sistema de excitação com seus elementos básicos: a excitatriz e o regulador automático de tensão (RAT). Em seguida, é apresentado um descritivo sucinto de cada um dos componentes.

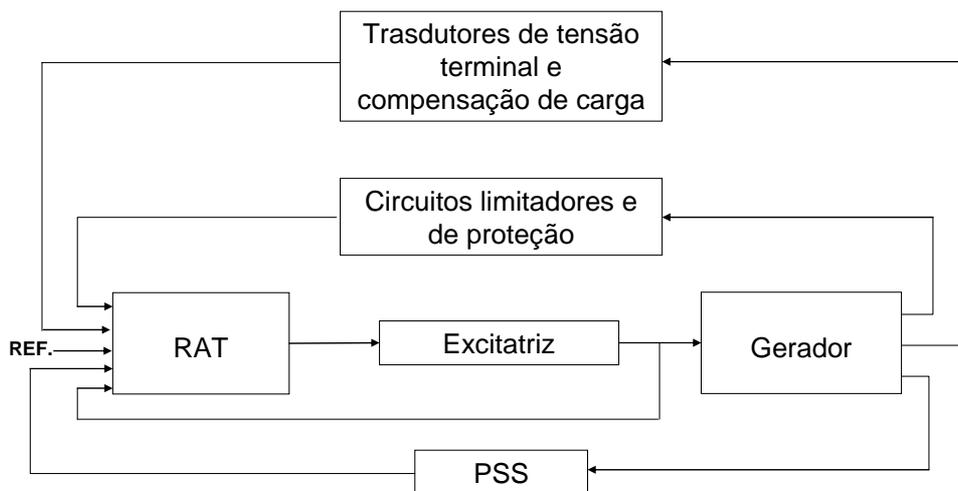


Figura 2.9 – Componentes do sistema de excitação

**Excitatriz:** Fornece a potência ao campo da máquina síncrona em corrente contínua, constituindo o estágio de potência do sistema de excitação;

**Regulador de Tensão:** Processa e amplifica os sinais de entrada a um nível e forma apropriados para o controle da excitatriz;

**Transdutores:** O de tensão terminal mede, retifica e filtra a tensão terminal e compara com a referência de tensão desejada. O compensador de carga é usado para permitir o controle de tensão em um ponto eletricamente distante da barra terminal;

**Estabilizador de sistema de potência ou PSS (do inglês, *Power System Stabilizer*):** visa amortecer as oscilações eletromecânicas, introduzindo um amortecimento adicional ao sistema;

**Limites e circuitos de proteção:** incluem as funções de controle e proteção, como por exemplo, os limitadores de sub e sobreexcitação, o limitador Volt por Hertz e o limitador de tensão terminal.

Quanto à fonte de potência, a excitatriz pode ser classificada segundo o diagrama da figura 2.10:

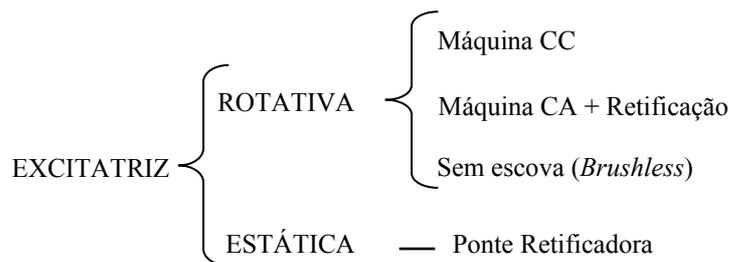


Figura 2.10 – Tipos de excitatrizes

Os sistemas de excitação tomaram forma adotando as tecnologias surgidas no decorrer dos anos. A correta modelagem é essencial para a avaliação da estabilidade transitória. Atualmente é empregada largamente a excitatriz estática, em razão de sua resposta extremamente rápida.

A representação do sistema de excitação apresentada na figura 2.9 pode ser traduzida na forma clássica de um sistema de controle com realimentação, como mostrado na figura 2.11.

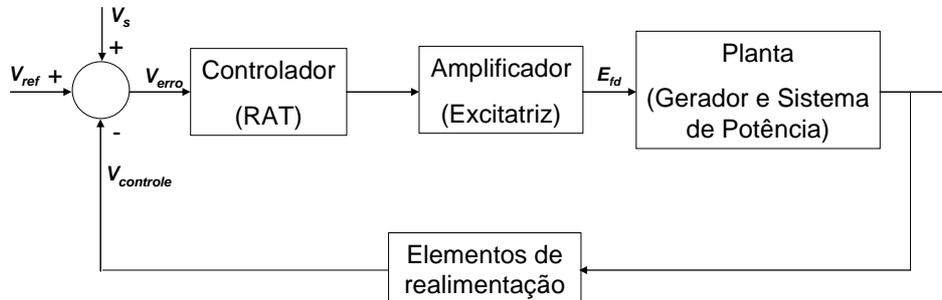


Figura 2.11 – Modelo “clássico” de um sistema de excitação

O principal sinal do sistema de excitação é a saída  $V_{controle}$  mostrada na figura 2.11. Esse sinal de realimentação provém dos transdutores da tensão terminal, figura 2.9, ao sinal  $V_{controle}$  é subtraída a tensão de referência  $V_{ref}$  e o valor que pode representar a saída de um PSS ou de sistemas de proteção e controle da máquina. Em regime permanente o sinal é igual a zero e o sinal de erro  $V_{erro}$  é traduzido na tensão de campo  $E_{fd}$ , para as condições de tensão, corrente e potência às quais o gerador está submetido.

A modelagem correta do sistema de excitação, incluindo as funções de controle e proteção, é essencial para os estudos de operação e planejamento. Em função do objetivo de cada estudo, determinadas funções do sistema de excitação podem ser ou não representadas. Nos estudos de estabilidade transitória devem ser representados o regulador de tensão, os estabilizadores de potência e o controle do sistema de excitação.

### 2.2.3 – Sistema de transmissão e cargas

Admitindo-se que os transitórios que ocorrem na rede de transmissão são muito mais rápidos do que as oscilações eletromecânicas do rotor das máquinas síncronas, tais transitórios podem ser desprezados de forma que é plenamente aceitável a modelagem da rede através de um sistema de equações algébricas não-lineares do tipo:

$$I = Y V \quad (2.20)$$

Na equação matricial (2.20),  $I$  é o vetor de correntes injetadas em cada barra do sistema,  $V$  é o vetor das tensões nestes barramentos e  $Y$  é a matriz admitância nodal da rede do sistema elétrico.

Nos sistemas elétricos de potência, os modelos de carga se apresentam bastante complexos, sendo difícil estimar a exata composição da carga e impossível a modelagem individual de seus muitos componentes. Ao mesmo tempo, a carga é naturalmente é um dos elementos com maior influência no comportamento dinâmico dos sistemas de potência.

Atualmente, a maioria dos estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência faz uso de modelos estáticos para representação das cargas. Por vezes se considera alguma modelagem dinâmica especial ou ainda uma representação do tipo motor de indução para melhor consideração do efeito de cargas industriais.

Nesta dissertação será adotado o modelo estático. Como referência a outros modelos, pode-se consultar a referência bibliográfica [1].

No modelo estático, as cargas são representadas considerando o seu comportamento para variações de tensão traduzidas por equações puramente algébricas. A representação pode incluir uma combinação de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante. Normalmente é utilizada uma função do tipo polinômio de segundo grau, denominado modelo ZIP, definido de acordo com as expressões (2.21) e (2.22).

$$P = P_o \left[ 1 - A - B + A \left( \frac{V}{V_o} \right) + B \left( \frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (2.21) \quad Q = Q_o \left[ 1 - C - D + C \left( \frac{V}{V_o} \right) + D \left( \frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (2.22)$$

onde, em pu:

$P$  é a parcela ativa da carga;

$Q$  é a parcela reativa de carga;

$V$  é o módulo da tensão;

$V_0$  é o módulo da tensão inicial, para a qual se conhece o valor da carga;

$P_0$  é a parcela ativa da carga para  $V = V_0$ ;

$Q_0$  é a parcela reativa da carga para  $V = V_0$ ;

$A$  é a parcela ativa da carga do tipo corrente constante;

$B$  é a parcela ativa da carga do tipo impedância constante;

$C$  é a parcela reativa da carga do tipo corrente constante e

$D$  é a parcela reativa da carga do tipo impedância constante.

Nesse tipo de modelagem, normalmente se utiliza um determinado valor de tensão,  $0,7 pu$ , por exemplo, para que, na ocorrência de tensões de operação abaixo deste, as cargas passem a ser representadas por meio do modelo de impedância constante. Esse recurso é utilizado para evitar valores elevados de corrente durante situações de curto-circuito, o que não ocorre em sistemas reais.

### 2.3 - ESTABILIDADE ANGULAR NOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Até o momento foi apresentada uma visão geral sobre a estabilidade dos sistemas elétricos de potência e características e modelagens dos componentes que influenciam na sua dinâmica. As seções 2.3, 2.4 e 2.5 apresentam a teoria básica para entendimento do fenômeno de estabilidade angular. Será adotado, por simplicidade, o modelo clássico das máquinas síncronas, contudo sem impedir a visualização clara dos fenômenos envolvidos na avaliação da estabilidade angular nos sistemas elétricos de potência.

Um tipo de análise freqüente em estudos de estabilidade envolve o comportamento de um gerador conectado através de um sistema de transmissão a um “grande” sistema de potência. Nestes casos, o “grande” sistema é costumeiramente representado por uma barra infinita. Este termo corresponde ao modelo de um sistema cujo porte é tão maior que o da máquina sob estudo que se justifica adotar a hipótese de que pode ser representado por uma barra cuja freqüência e tensão permanecem substancialmente constantes independentemente da potência que o sistema gera ou absorve ou das perturbações aplicadas. É como considerar que a inércia da máquina equivalente ao grande sistema é infinita e possui uma impedância interna nula.

Para dar início à análise da questão da estabilidade angular, é considerado o sistema da figura 2.12, formado por um gerador síncrono conectado a uma barra infinita através de um circuito composto de uma reatância indutiva série equivalente,  $x_l$ . O gerador está representado pelo modelo clássico em regime permanente, consistindo em uma fonte de tensão constante atrás de uma reatância,  $X_d$ . Finalmente, a tensão da barra infinita será tomada como referência angular e seu módulo será denotado por  $E_\infty$ .

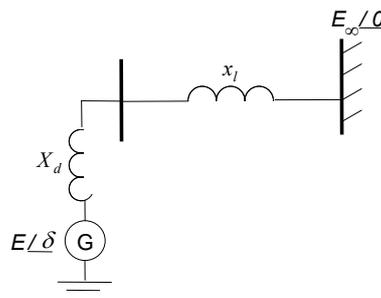


Figura 2.12 – Sistema máquina-barra infinita

Definindo:

$$x_{eq} = X_d + x_l \quad (2.23)$$

A potência elétrica ativa entregue pelo gerador será dada pela equação (2.24) conforme indicado nas referências [1] e [3].

$$P = \frac{E E_\infty}{x_{eq}} \text{sen} \delta \quad (2.24)$$

Onde  $\delta$  é o deslocamento angular entre o gerador e a barra infinita.

Pode ser observado que a potência máxima ocorre para  $\delta = 90^\circ$ . A curva potência-ângulo é mostrada na figura 2.13.

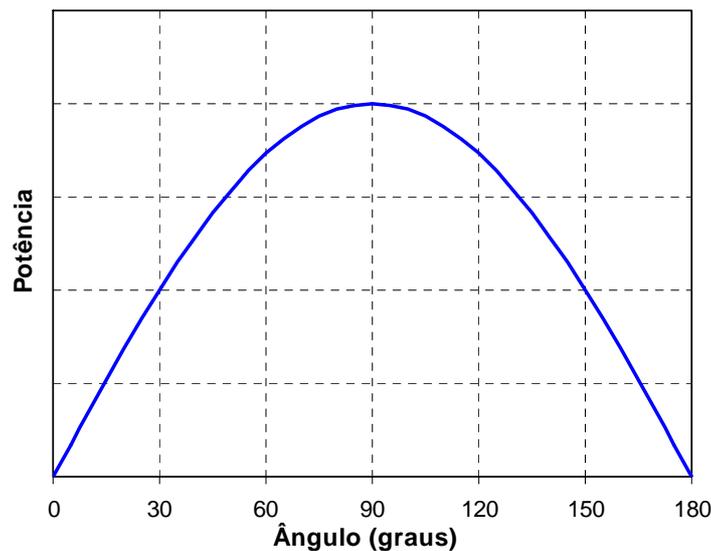


Figura 2.13 – Curva Potência-Ângulo

Nota-se que a relação *Potência-Ângulo* ( $P-\delta$ ), é altamente não linear, mesmo na consideração de uma modelagem idealizada. Quando são aplicados modelos mais precisos, há um desvio na relação senoidal, mas na sua forma geral continua sendo similar.

*Limite de máxima transferência de potência:*

Conforme (2.24), quando o ângulo  $\delta$  é zero, nenhuma potência é transferida. Incrementando o ângulo, a potência aumenta e atinge um máximo, em  $90^\circ$ , após o qual a potência diminui. Existe então, uma máxima potência em regime permanente que pode ser transmitida do gerador à barra infinita, com amplitude diretamente proporcional à tensão interna do gerador e inversamente proporcional à reatância “entre as tensões”, que inclui as reatâncias do gerador e do circuito de transmissão.

No sistema multimáquinas, os deslocamentos angulares relativos afetam o intercâmbio de potência de maneira similar. Mas, os valores limites de potência transferida e separação angular são uma função complexa da distribuição da geração e da carga. A separação angular de  $90^\circ$  é o limite teórico de máxima transferência de potência.

*O fenômeno da estabilidade:*

A estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças. As máquinas síncronas mantêm sincronismo através de forças restaurativas que atuam sempre que existam forças que tendam a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas.

Na condição de regime permanente, existe o equilíbrio entre o conjugado mecânico de entrada e o conjugado elétrico de saída de cada gerador, de forma que a velocidade do rotor das máquinas permanece constante. Uma perturbação superposta a este equilíbrio resulta em aceleração ou desaceleração dos rotores. Se um gerador opera temporariamente com velocidade maior que a de um outro gerador, sua posição angular relativa irá avançar. A diferença angular relativa resulta em transferência de parte da carga assumida pelo gerador mais lento para o gerador com velocidade maior, sendo a alocação de potência dependente, fundamentalmente, da relação  $P-\delta$ . O resultado de tal reação do sistema é a redução na diferença das velocidades de rotor das máquinas e, mais a frente, uma limitação na separação angular. Se após um determinado limite, o incremento na separação angular resultar em redução da potência transferida, a separação angular sofrerá novos incrementos, o que resultará em uma situação de instabilidade transitória. Para qualquer situação, a estabilidade do sistema depende de que os desvios nas posições angulares dos rotores resultem em conjugados restaurativos suficientes.

Quando uma máquina síncrona perde o sincronismo em relação ao restante do sistema, seu rotor gira a uma velocidade maior ou menor do que a necessária para a manutenção de forças restauradoras. O “escorregamento” entre o campo do estator e o do rotor irá resultar em variação elevada da potência elétrica de saída da máquina, da corrente e da tensão, de forma que, em um sistema elétrico real, o sistema de proteção isola rapidamente o gerador que passa para a condição instável.

*Análise dos conjugados sincronizante e de amortecimento:*

A variação do conjugado elétrico de uma máquina síncrona, na ocorrência de uma perturbação, pode ser decomposta em duas componentes:

$$\Delta T_E = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.25)$$

onde:

$T_S \Delta \delta$  é a componente do conjugado em fase com as variações de ângulo do rotor, referida como componente de conjugado sincronizante.  $T_S$  é o coeficiente de conjugado sincronizante, e

$T_D \Delta \omega$  é a componente do conjugado em fase com as variações de velocidade, referida como componente de conjugado de amortecimento.  $T_D$  é o coeficiente de conjugado de amortecimento.

A estabilidade dos sistemas depende da existência de ambas as componentes de conjugado para cada gerador síncrono ou usina geradora. A insuficiência de conjugado sincronizante irá resultar na instabilidade através do crescimento aperiódico do ângulo do rotor. Por sua vez, a falta de conjugado de amortecimento suficiente produz a instabilidade oscilatória.

Para uma análise conveniente e uma introspecção útil ao problema de estabilidade angular, é usual a divisão do fenômeno em dois segmentos, a estabilidade em regime permanente e a estabilidade em regime transitório, abordadas com mais detalhes nas seções 2.4 e 2.5.

## 2.4 - ESTABILIDADE DE REGIME PERMANENTE

O termo “estabilidade de regime permanente” é empregado para descrever a resposta de um sistema frente a pequenas perturbações. Pode-se definir que um sistema de potência é estável a pequenas perturbações para uma dada condição de operação se, após o distúrbio, o sistema atinge uma condição de operação que é idêntica ou próxima à condição de operação pré-distúrbio.

No estudo da estabilidade de regime permanente, a instabilidade pode se apresentar sob duas formas:

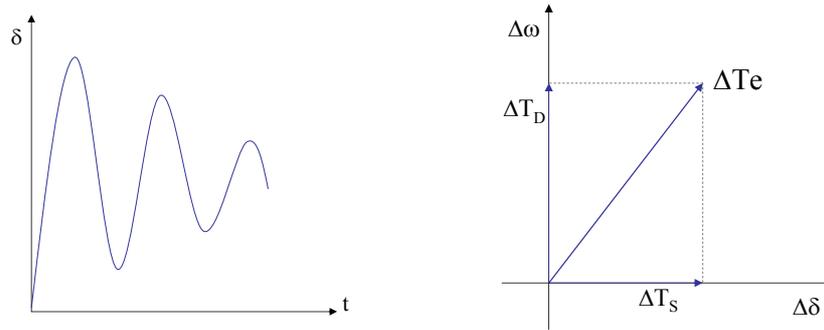
➤ *Não-oscilatória*: Caracterizada pelo aumento no ângulo do rotor devido à insuficiência de conjugado sincronizante, ou

➤ *Oscilatória*: Caracterizada por oscilações do rotor com amplitude crescente devido à insuficiência de conjugado amortecedor.

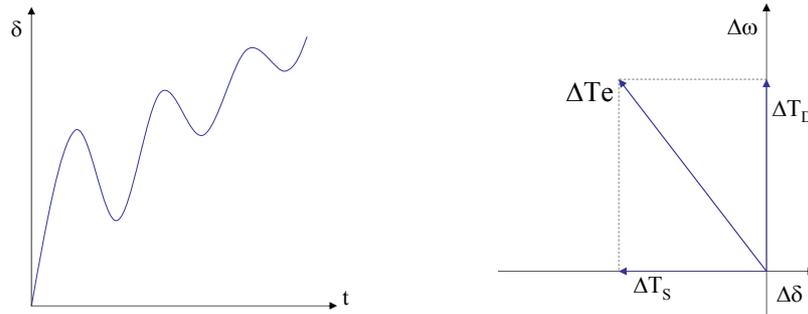
A natureza da resposta do sistema depende de vários fatores, como o ponto de operação antes da perturbação, o carregamento do sistema de transmissão, o controle da excitação, etc.

Seja, por exemplo, a discussão realizada em [1]:

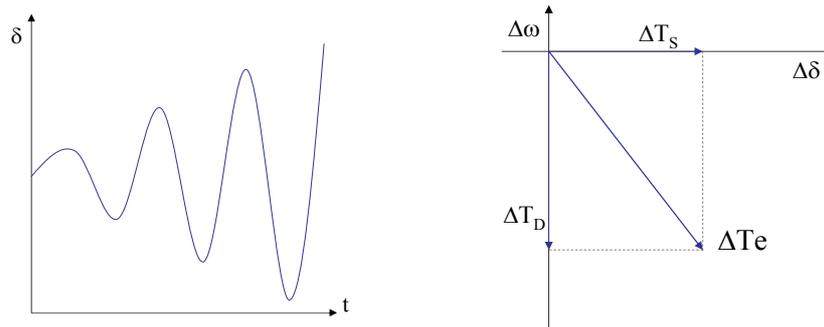
Em um gerador conectado radialmente a um grande sistema de potência, na ausência de um regulador automático de tensão, a instabilidade é resultado da insuficiência de conjugado sincronizante, resultando na instabilidade de um modo não oscilatório, como mostrado na figura 2.14(b). Com a presença de um regulador automático de tensão, atuando na manutenção da tensão de campo, o problema torna-se assegurar amortecimento para as oscilações. A instabilidade normalmente se desenvolve através de oscilações de amplitude crescente, como ilustra a figura 2.14(c).



(a) Caso Estável –  $T_S$  positivo e  $T_D$  positivo



(b) Caso Instável –  $T_S$  negativo e  $T_D$  positivo



(c) Caso Instável –  $T_S$  positivo e  $T_D$  negativo

Figura 2.14 – Respostas a pequenas perturbações

Devido à aplicação maciça dos reguladores automáticos de tensão nos atuais sistemas de potência, a estabilidade de regime permanente aparece, frequentemente, como um problema de oscilações não amortecidas.

*Análise do sistema máquina-barra infinita:*

Para a apreciação da formulação básica do problema da estabilidade a pequenos sinais é proposta a análise abaixo, contemplando o sistema máquina-barra infinita. Considerando o mesmo sistema da figura 2.12, agora com sua representação clássica em regime transitório, com a reatância do gerador  $X'_d$ , definindo:

$$x'_{eq} = X'_d + x_e \quad (2.26)$$

A potência elétrica ativa do gerador pode ser dada por:

$$P = \frac{E E_\infty}{x'_{eq}} \text{sen} \delta \quad (2.27)$$

Supondo que a potência mecânica de entrada do gerador sofra uma pequena perturbação  $\Delta P_M$  em relação ao seu valor de regime permanente. Como consequência, o ângulo do rotor sofrerá uma perturbação, o que provocará por sua vez uma variação na potência elétrica em relação ao seu valor de regime permanente. Linearizando (2.27) nas proximidades do ponto inicial de operação  $\delta_o$ , tem-se:

$$\Delta P_E = \left. \frac{dP_E}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_o} \Delta \delta \quad (2.28)$$

$$\Delta P_E = \left( \frac{E E_\infty}{x'_{eq}} \cos \delta_o \right) \Delta \delta \quad (2.29)$$

O termo entre parêntesis é o coeficiente de potência sincronizante,  $K_S$ , análogo a  $T_S$ .

Substituindo a equação (2.29) que representa as variações de potência elétrica em função dos desvios de ângulo do rotor, a equação de oscilação, se considerado  $P_M^0 = P_E^0$  na condição inicial, pode ser escrita para pequenas perturbações como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2(\Delta \delta)}{dt^2} + K_S \Delta \delta = \Delta P_M \quad (2.30)$$

Aplicando a Transformada de Laplace, tem-se a equação característica:

$$2 \frac{H}{\omega_s} s^2 + K_S = 0 \quad (2.31)$$

Cujas raízes são dadas por:

$$s_{1,2} = \pm j \sqrt{\frac{\omega_s}{2H} K_S} \quad (2.32)$$

Quando  $K_S < 0$ , o sistema apresentará pólos reais e simétricos em relação à origem. A presença de um pólo com parte real positiva resultará em um sistema monotonicamente instável. Se, por outro lado  $K_S > 0$ , ambas as raízes serão imaginárias puras, o que implica em comportamento do sistema de forma oscilatória e sem amortecimento.

Adicionando os efeitos amortecedores, se considerada uma constante não negativa  $K_D$  como o coeficiente de amortecimento, análogo a  $T_D$ , representando o efeito combinado do amortecimento intrínseco à própria máquina e a sensibilidade da carga à frequência, a equação de oscilação poderá ser reescrita como:

$$2 \frac{H}{\omega_s} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + K_D \frac{d \Delta \delta}{dt} + K_S \Delta \delta = \Delta P_M \quad (2.33)$$

Aplicando a Transformada de Laplace, pode-se obter a seguinte equação característica:

$$2 \frac{H}{\omega_s} s^2 + K_D s + K_S = 0 \quad (2.34)$$

Para obter a frequência natural de oscilação  $\omega_n$  e o coeficiente de amortecimento relativo  $\zeta$ , basta obter as raízes da equação característica, posta na forma:

$$s^2 + 2 \zeta \omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.35)$$

de onde resulta:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\omega_s K_S}{2H}} \quad (2.36)$$

e

$$\zeta = \frac{K_D}{2} \sqrt{\frac{\omega_s}{2H K_S}} \quad (2.37)$$

Da Teoria de Controle Linear, este sistema só será estável se todos os coeficientes da equação característica forem positivos. Assim, mais uma vez,  $K_S$  tem que ser maior que zero para estabilidade, bem como  $K_D$  deve ser maior ou igual a zero. As respostas a pequenas perturbações apresentadas na figura 2.14 ficam bem caracterizadas.

A figura 2.15 apresenta o diagrama de blocos do um sistema máquina-barra infinita com modelo clássico de gerador.

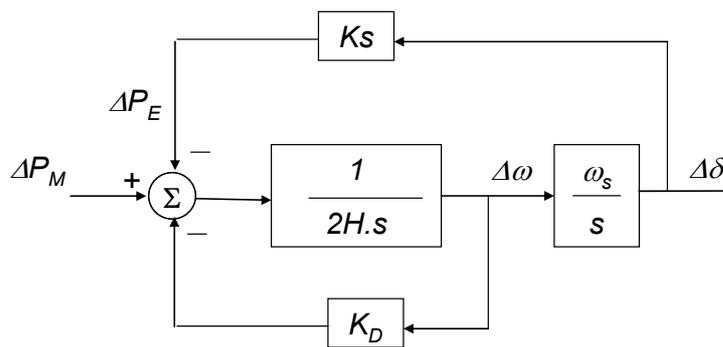


Figura 2.15 – Diagrama de blocos do sistema máquina-barra infinita

A formulação do problema de estabilidade a pequenos sinais adotada neste trabalho é simples, mas suficiente, para o entendimento do problema no escopo desta dissertação. Em estudos mais aprofundados, pode-se incorporar, por exemplo, os efeitos do enrolamento de campo, do sistema de excitação e também do estabilizador de sistema de potência, PSS, conforme apresentado em [1].

## 2.5 - ESTABILIDADE DE REGIME TRANSITÓRIO

A análise da estabilidade de regime transitório, ou simplesmente estabilidade transitória, diz respeito aos fenômenos que se seguem à ocorrência de uma perturbação súbita e severa em um sistema de potência. A resposta do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas, sendo a estabilidade dependente do estado operativo inicial do sistema e da severidade da ocorrência. Geralmente o sistema é alterado de maneira que o estado de regime permanente pós-distúrbio difere do estado pré-distúrbio.

Pode-se definir que um sistema de potência é estável, do ponto de vista da estabilidade transitória, para uma dada condição de operação, se, após a ocorrência de uma grande perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma nova condição de operação com grandezas dentro de limites considerados aceitáveis.

*Análise do sistema máquina-barra infinita:*

Com fim de apreciar os conceitos e princípios fundamentais da estabilidade transitória pela análise da resposta de um sistema frente a uma grande perturbação, é proposto um sistema simplificado, apresentado na figura 2.16, consistindo de um gerador, fornecendo potência a um grande sistema, representado por uma barra infinita, através de dois circuitos de transmissão.

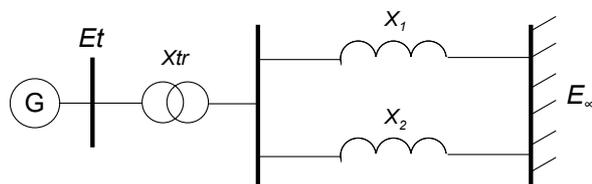


Figura 2.16 – Sistema máquina-barra infinita

Considerando todas as resistências desprezadas e o gerador representado pelo modelo clássico, a representação do sistema correspondente é mostrada da figura 2.17. Na figura são também indicados os parâmetros envolvidos e o sistema equivalente reduzido.

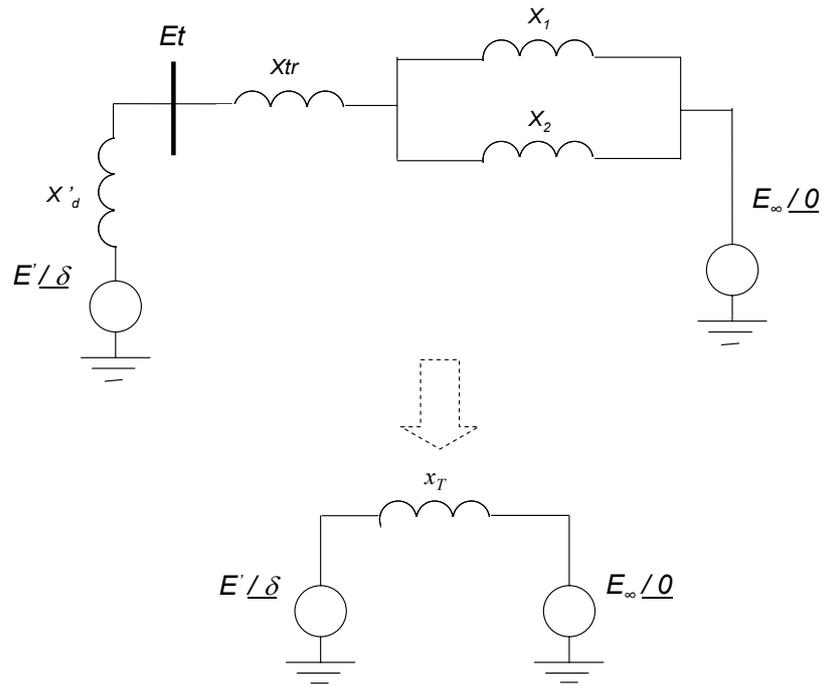


Figura 2.17 – Modelagem do sistema máquina-barra infinita

Quando o sistema é perturbado,  $\delta$  varia como o desvio da velocidade do rotor em relação à velocidade síncrona. A magnitude  $E'$  será considerada constante.

A equação da potência de saída do gerador é:

$$P = \frac{E' E_{\infty}}{x_T} \text{sen} \delta \quad (2.38)$$

A equação de oscilação pode, então, ser definida por:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_M - \frac{E' E_{\infty}}{x_T} \text{sen} \delta \quad (2.39)$$

Para examinar o comportamento transitório do sistema, é considerado um súbito incremento na potência mecânica, de seu valor inicial  $P_{M0}$  a um valor  $P_{M1}$ , como ilustrado na figura 2.18.

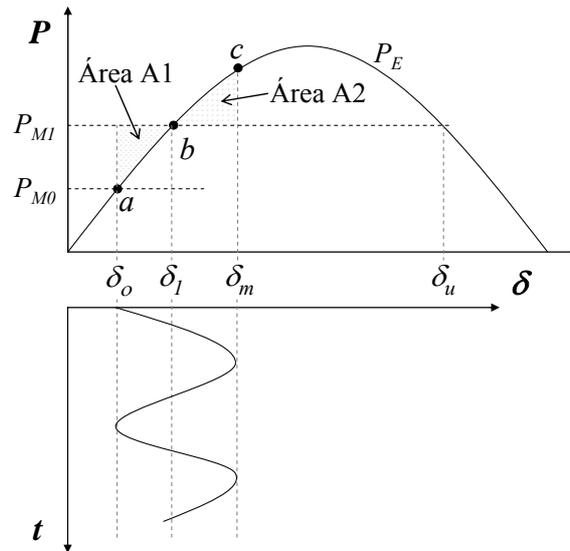


Figura 2.18 – Resposta a um degrau na potência mecânica

Devido à inércia do rotor, o ângulo do rotor não varia instantaneamente no sentido do novo ponto de equilíbrio  $b$ . Segundo a equação de oscilação, o conjugado acelerante resultante causa a aceleração do rotor na direção do ponto  $b$ .

Quando o ponto  $b$  é alcançado, a potência acelerante é igual a zero, mas a velocidade do rotor ainda é superior à velocidade síncrona. Assim, o ângulo do rotor continua aumentando. Para valores superiores a  $\delta_1$ ,  $P_E$  é maior que  $P_{M1}$ , ocorrendo desaceleração do rotor. No valor máximo do ângulo de carga  $\delta_m$ , a velocidade do rotor alcança a velocidade síncrona, mas como  $P_E$  é superior a  $P_{M1}$ , o rotor continua desacelerando, convergindo a velocidade para valores abaixo da rotação síncrona. Após atingir  $\delta_m$ , o ângulo do rotor oscila indefinidamente ao redor de  $\delta_1$ , como mostra a curva de  $\delta$  em função do tempo na figura 2.18.

#### *O Critério das Áreas Iguais:*

Para o sistema modelado acima, não é necessária a resolução da equação de oscilação para determinar se o ângulo do rotor irá oscilar indefinidamente em torno da nova posição de equilíbrio ou se a máquina perderá a estabilidade. Informações acerca da máxima excursão angular e do limite de estabilidade podem ser obtidas graficamente pelo exame da curva  $P$ - $\delta$ . Além disto, adquire-se maior compreensão sobre os fatores com maior influência sobre a estabilidade transitória.

Da equação de oscilação, tem-se a seguinte relação entre o ângulo do rotor e a potência acelerante:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_o}{2H} (P_M - P_E) \quad (2.40)$$

$P_E$  é em geral, na hipótese de perturbações severas, uma função não linear de  $\delta$ . Portanto, a equação (2.40) não pode ser resolvida diretamente.

Multiplicando-se ambos os lados de (2.40) por  $2 d\delta / dt$ , tem-se:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_S}{H} (P_M - P_E) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.41)$$

$$\frac{d}{dt} \left[ \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right] = \frac{\omega_S}{H} (P_M - P_E) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.42)$$

Integrando (2.42), resulta:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_S}{H} (P_M - P_E) \cdot d\delta \quad (2.43)$$

O desvio da velocidade  $d\delta / dt$ , que é inicialmente zero, irá variar quando da ocorrência da perturbação. Para operação estável, o desvio angular é limitado, alcançando um valor máximo e então mudando a direção. Isto requer que o desvio de velocidade  $d\delta / dt$  se torne novamente zero, algum tempo após a perturbação. Assim, a partir da equação acima, podemos escrever como critério de estabilidade:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_S}{H} (P_M - P_E) d\delta = 0 \quad (2.44)$$

$\delta_0$  é o ângulo inicial do rotor e  $\delta_m$  é o ângulo máximo do rotor, como indicado na figura 2.18. A área entre  $P_M$  e  $P_E$  deve ser zero se o sistema é estável, ou seja, a área  $A1$  é igual à área  $A2$  nesta figura.

Energia cinética é absorvida pelo rotor durante a aceleração,  $\delta$  variando de  $\delta_0$  a  $\delta_1$ . A energia recebida é dada por:

$$E1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_M - P_E) d\delta = \text{Área } A1 \quad (2.45)$$

A energia perdida durante a desaceleração,  $\delta$  variando de  $\delta_1$  a  $\delta_0$ , pode ser dada por:

$$E2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_E - P_M) d\delta = \text{Área } A2 \quad (2.46)$$

Como não estão sendo consideradas perdas, a energia ganha é igual à perda ( $A1 = A2$ ).

O critério pode determinar o incremento máximo em  $P_M$ . A estabilidade é mantida se uma área  $A2$ , ao menos igual a área  $A1$ , puder ser alocada acima de  $P_{M1}$ . Se  $A1$  é maior que  $A2$ , com  $\delta_m$  maior que  $\delta_u$ , a estabilidade será perdida, porque para  $\delta$  maior que  $\delta_u$ ,  $P_{M1}$  é maior que  $P_E$  e o conjugado líquido é acelerante, ao invés de desacelerante.

Para a análise de uma perturbação no sistema, é proposto um curto-circuito trifásico aplicado a uma das linhas de transmissão do sistema ilustrado na figura 2.16. A situação correspondente é ilustrada na figura 2.19.

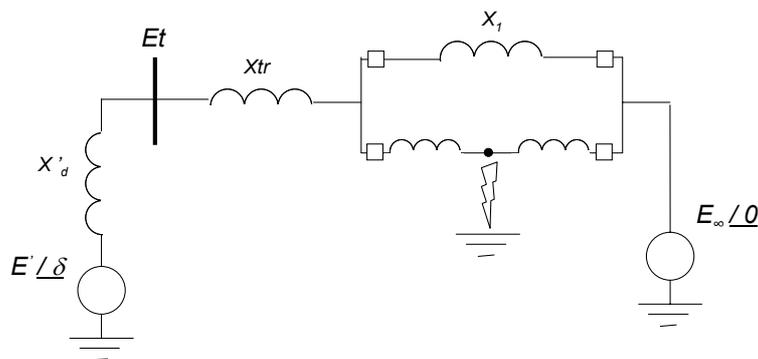


Figura 2.19 – Modelagem do sistema máquina-barra infinita

O defeito é eliminado pela abertura dos disjuntores em ambos os lados da linha sob curto. Se o local de ocorrência do curto fosse na barra terminal da usina, nenhuma potência seria transmitida para a barra infinita durante o defeito. Se considerado o local de ocorrência do curto na linha de transmissão, a certa distancia da barra terminal da usina, alguma potência ativa será transmitida para a barra infinita através da linha sã, enquanto o curto é mantido.

A figura 2.20 apresenta as curvas  $P-\delta$ , para três condições:

- Pré-falta (com toda a rede de transmissão em serviço);
- Durante a falta (um curto trifásico no circuito 2);
- Pós-falta (com o circuito 2 fora de serviço).

A figura 2.20(a) considera o comportamento estável do sistema frente a um determinado tempo de eliminação da falta. A figura 2.20(b) mostra o comportamento instável, frente a um tempo de eliminação da falta maior. A potência mecânica foi assumida constante.

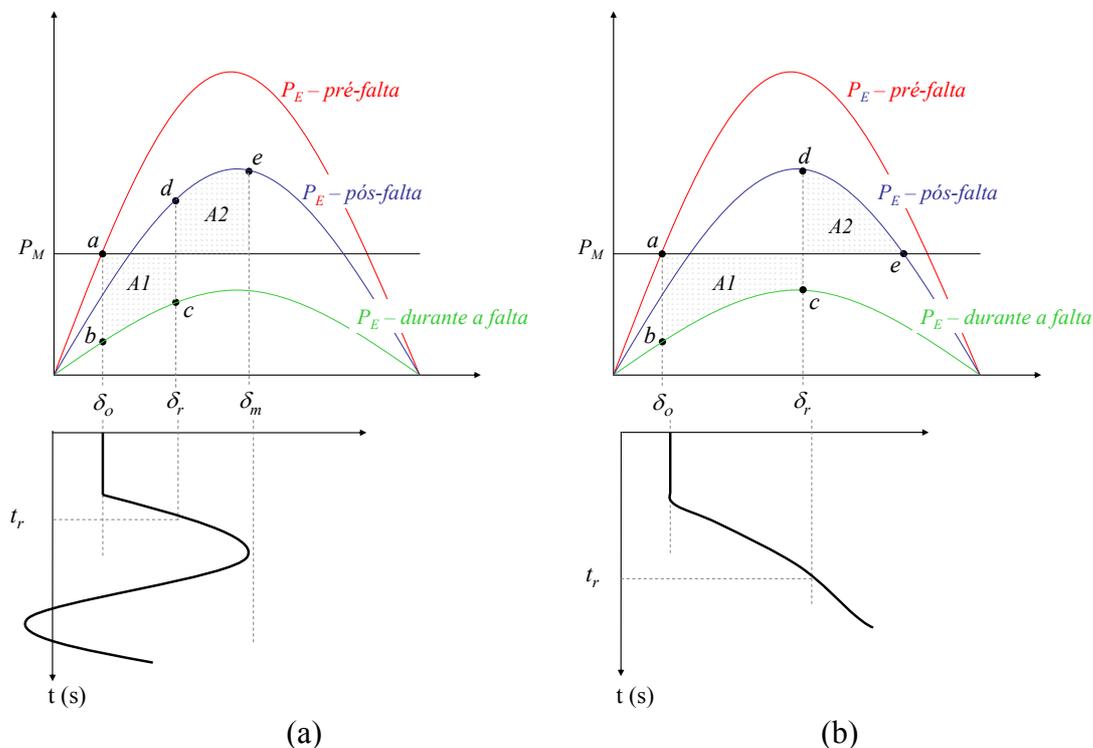


Figura 2.20 – Ilustração do fenômeno de estabilidade transitória

Examinando o caso estável, inicialmente o sistema apresenta  $P_E = P_M$  e  $\delta = \delta_0$ . Quando o defeito ocorre, o ponto de operação muda instantaneamente de **a** para **b**. Devido à inércia, o ângulo  $\delta$  não varia subitamente. Como  $P_M$  é agora maior que  $P_E$ , o rotor acelera até o ponto de operação alcançar **c**, onde o defeito é removido com a retirada do circuito 2 de serviço. O ponto de operação é mudado subitamente para **d**. Agora  $P_E$  é maior que  $P_M$ , causando desaceleração no rotor. Como a velocidade do rotor é maior que a síncrona,  $\delta$  continua a aumentar até que a energia cinética adquirida durante o período de aceleração (representada pela área  $A1$ ) é transferida para o sistema. O ponto de operação se move de **d** para **e**, onde se pode visualizar a área  $A2$ , igual a área  $A1$ . No ponto **e** a velocidade é igual à velocidade síncrona e  $\delta$  alcança o valor máximo  $\delta_m$ . Como  $P_E$  ainda é maior que  $P_M$ , o rotor continua desacelerando e a velocidade diminuindo, abaixo da síncrona. O ângulo do rotor diminui, o ponto de operação retrai o caminho de **e** para **d** seguindo a curva  $P$ - $\delta$  para o sistema pós-falta. Na ausência de fontes de amortecimento, o rotor continua a oscilar com uma amplitude constante.

Considerando um tempo de remoção da falta maior, pode ocorrer da energia cinética adquirida durante a falta, ou seja, no período de aceleração, não ser totalmente “absorvida” pelo sistema, em outras palavras a área  $A2$  acima de  $P_M$  é menor que a área  $A1$ . Logo, a velocidade continua maior que a síncrona e  $\delta$  continua a aumentar. Após o ponto **e**,  $P_E$  é menor que  $P_M$  e o rotor começa a acelerar novamente. Neste sentido, a velocidade e o ângulo do rotor continuam a aumentar, levando a perda de sincronismo.

Da discussão acima, pode-se concluir acerca de alguns fatores que influenciam na estabilidade transitória, como por exemplo:

- Tempo de remoção da falta;
- Reatância do sistema pós-falta;
- Distância da falta;
- Inércia do gerador – quanto maior, mais lenta é a variação do ângulo e
- Tensão do gerador – dependente da excitação.

Até então, como um meio de introduzir os conceitos básicos, tem-se considerado os sistemas com simples configurações e modelos. Isto permite a análise da estabilidade pelo uso de aproximações gráficas. Uma análise precisa de sistemas de potência reais, com estruturas complexas de redes, requer-se a modelagem detalhada de geradores e equipamentos que influenciam na estabilidade. O capítulo 3 aborda os ferramentais de que se pode dispor para a avaliação da estabilidade transitória.

*Evolução no tempo da velocidade e ângulo do rotor durante a falta:*

A título de conhecimento da forma de variação no tempo da velocidade e do ângulo do rotor de uma máquina síncrona, quando de uma perturbação no sistema, é proposto este item do trabalho.

Considerando a equação de oscilação:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E \quad (2.47)$$

integrando (2.47):

$$\int_{\omega_s}^{\omega} d\omega = \frac{\omega_s}{2H} \int_{t_0}^t (P_M - P_E) dt \quad (2.48)$$

Para efeito de uma ocorrência severa onde  $P_E = 0$ , caracterizando um curto trifásico nos terminais de um gerador ou uma perda total de carga, e ainda considerando  $P_M$  constante, pode-se realizar uma fácil avaliação do comportamento da velocidade e do ângulo do rotor resolvendo-se as integrais de (2.48).

$$\omega - \omega_s = \frac{\omega_s}{2H} P_M t \quad (2.49)$$

ou:

$$\omega = \omega_s + K t \quad (2.50)$$

onde:

$$K = \frac{\omega_s P_M}{2H} \quad (2.51)$$

A equação (2.50) mostra que a evolução da velocidade do rotor se dá de forma linear com o tempo.

Quanto ao ângulo do rotor, por definição:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.52)$$

Integrando:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} d\delta = \int_{t_0}^t (\omega - \omega_s) dt \quad (2.53)$$

$$\delta - \delta_0 = \frac{K}{2} t^2 \quad (2.54)$$

ou

$$\delta = \delta_0 + \frac{K}{2} t^2 \quad (2.55)$$

A equação (2.55) demonstra que a evolução do ângulo do rotor ao longo do tempo se dá de forma quadrática.

### 3

## FERRAMENTAS PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE

### 3.1 – ANÁLISE MODAL

Quando a magnitude das perturbações ocorridas em um sistema elétrico de potência é considerada pequena o suficiente de forma a permitir a linearização das equações do sistema em torno do ponto de equilíbrio, a estabilidade pode ser analisada através de técnicas de análise lineares. Os métodos de análise correspondentes baseiam-se tanto em ferramentas no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

Esta seção do trabalho pretende abordar a teoria básica da análise modal, de forma que apenas os elementos essenciais serão apresentados.

*Matriz de Estado:*

O estado de um sistema pode ser definido como o menor conjunto de variáveis, chamadas variáveis de estado, tal que, o conhecimento destas em um instante de tempo  $t_0$ , juntamente com o conhecimento da variável de entrada para  $t > 0$ , determina o comportamento do sistema a qualquer instante  $t > t_0$ . O estado do sistema pode ser representado por um espaço n-dimensional chamado espaço de estados.

Como visto na seção 2.2, um sistema elétrico de potência pode ter seu comportamento dinâmico representado matematicamente por um conjunto de equações diferenciais e um conjunto de equações algébricas não-lineares, obtendo-se a seguinte formulação:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (3.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (3.2)$$

sendo:

$x$  o vetor de variáveis de estado e

$y$  o vetor de variáveis algébricas.

O estudo da estabilidade de um sistema elétrico de potência descrito por estas equações, quando submetido a pequenas perturbações, pode ser realizado através de transformações aplicadas sobre sua matriz de estado, obtida a partir da linearização das equações referidas em torno de um determinado ponto de operação  $(x_0, y_0)$ ,

$$\Delta \dot{x} = A_1 \Delta x + A_2 \Delta y + B \Delta u \quad (3.3)$$

$$0 = A_3 \Delta x + A_4 \Delta y \quad (3.4)$$

onde:

$$A_1 = \left[ \frac{\partial f(x, y)}{\partial x} \right]_{x_0, y_0} \quad (3.5)$$

$$A_2 = \left[ \frac{\partial f(x, y)}{\partial y} \right]_{x_0, y_0} \quad (3.6)$$

$$A_3 = \left[ \frac{\partial g(x, y)}{\partial x} \right]_{x_0, y_0} \quad (3.7)$$

$$A_4 = \left[ \frac{\partial g(x, y)}{\partial y} \right]_{x_0, y_0} \quad (3.8)$$

$$B = \left[ \frac{\partial f(x, y)}{\partial u} \right]_{x_0, y_0} \quad (3.9)$$

As matrizes  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$  e  $A_4$  constituem a matriz Jacobiana do sistema elétrico e  $B$  a matriz de coeficientes de entrada.

Se a matriz  $A_4$  é não singular, manipulando-se algebricamente as equações (3.3) e (3.4), as seguintes expressões são obtidas:

$$\Delta y = -A_4^{-1} A_3 \Delta x \quad (3.10)$$

$$\Delta \dot{x} = (A_1 - A_2 A_4^{-1} A_3) \Delta x + B \Delta u \quad (3.11)$$

A matriz de estados  $A$ , é obtida a partir das submatrizes da matriz Jacobiana, conforme a equação:

$$A = A_1 - A_2 A_4^{-1} A_3 \quad (3.12)$$

Após a linearização de (3.1) e (3.2), o comportamento do sistema elétrico, quando da ocorrência de pequenas perturbações, pode ser representado pelas equações de estado de um sistema linear invariante no tempo, que têm a seguinte forma geral:

$$\dot{x}(t) = A.x(t) + B u(t) \quad (3.13)$$

$$y(t) = C x(t) \quad (3.14)$$

onde:

$x(t)$  é o vetor de variáveis de estado;

$y(t)$  é o vetor de variáveis algébricas;

$u(t)$  é o vetor de variáveis de entrada;

$A$  é a matriz de estados;

$B$  é a matriz de coeficientes de entrada e

$C$  é a matriz de coeficientes de saída, dada por:  $C = -A_4^{-1} A_3$

*Análise modal:*

A essência da análise modal reside no cálculo dos autovalores e autovetores associados da matriz  $A$ , os quais caracterizam a estabilidade local do ponto de operação do sistema. A cada autovalor do sistema, corresponde um modo de oscilação.

Definem-se como autovalores de uma matriz  $A_{(n \times n)}$ , os números complexos  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  que satisfazem a equação:

$$\det |\lambda I - A| = 0 \quad (3.15)$$

Para cada autovalor  $\lambda$  de uma matriz  $A$ , existem vetores associados,  $v$  e  $\omega$ , diferentes de zero, que satisfazem as equações:

$$A v = \lambda v \quad (3.16)$$

$$\omega A = \omega \lambda \quad (3.17)$$

Onde  $v$  é denominado autovetor à direita da matriz  $A$  associado a  $\lambda$  e  $\omega$  o autovetor à esquerda da matriz  $A$  associado a  $\lambda$ .

Com a linearização das equações que compõe a modelagem do sistema e com a determinação dos autovalores e autovetores, obtêm-se informações a respeito do comportamento do sistema na vizinhança do ponto de operação em torno do qual foi feita a linearização.

Na análise modal do espaço de estados, a avaliação da estabilidade é dada pela inspeção dos autovalores da matriz  $A$ . Cada autovalor corresponde a um modo de oscilação.

Seja o modo:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (3.18)$$

A parte real  $\sigma_i$  é relacionada ao crescimento ou decréscimo exponencial da resposta. A parte imaginária  $\omega_i$  determina a frequência de oscilação do modo. Se a parte real de pelo menos um dos autovalores for positiva, o sistema linearizado será instável.

Conforme relatado na seção 2.4, nas aplicações aos sistemas elétricos de potência, a instabilidade a pequenos sinais ocorre, em geral, como um problema de oscilações não amortecidas. Neste sentido, os modos associados à instabilidade oscilatória podem ser classificados em:

➤ *Modos locais*: São associados com a oscilação de unidades de uma usina contra o restante do sistema. As oscilações são localizadas apenas na usina ou em uma pequena área do sistema de potência. Usualmente os modos locais têm frequências entre 0,7 e 2,0 Hz.

➤ *Modos Intraplanta*: São modos locais associados com oscilações entre os geradores de uma determinada usina, normalmente excitadas por perturbações ocorrendo entre eles, e com amplitudes que dependem da assimetria de seus carregamentos ou da estrutura do sistema como visto de suas barras terminais.

➤ *Modos de controle*: São modos associados aos controles do sistema. Causas

usuais de maior excitação destes modos são maus ajustes de reguladores de tensão, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, etc.

➤ *Modos de ressonância subsíncrona*: São modos associados ao sistema de eixos do conjunto turbina-gerador e que podem causar perda de vida das seções do eixo por efeito torsional. A instabilidade dos modos torsionais pode ser causada pela interação da dinâmica eletromecânica do rotor com os controles de excitação, reguladores de velocidade, controles em CC e linhas compensadas por capacitores série.

➤ *Modos interáreas*: Associados com a oscilação de máquinas em uma parte do sistema contra máquinas de outra parte. Podem ser causados por interligações fracas, severamente carregadas, entre os grupos de máquinas referidos. A frequência destes modos de oscilação é da ordem de 0,1 a 0,7 Hz.

Na análise modal, ou seja, nos estudos do comportamento dinâmico dos modos de oscilação, a preocupação principal é a verificação das taxas de amortecimento destes modos. Com isto, determinam-se quantos e quais modos apresentam amortecimento abaixo de um nível predeterminado e adotam-se medidas, principalmente de controle, para aumento do amortecimento.

### **3.2 – SIMULAÇÃO POR INTEGRAÇÃO NUMÉRICA**

A análise não linear no domínio do tempo consiste em resolver o conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. Estas equações não podem ser resolvidas explicitamente devido as suas não linearidades. Na prática, métodos de integração numérica, conhecidos como métodos “passo a passo”, são aplicados para solucioná-las, recorrendo-se ao uso da simulação digital. Diversos métodos podem ser aplicados como, Euler, Runge-Kutta, trapezoidal, etc. Uma descrição geral destes métodos de integração pode ser encontrada em [1].

Uma análise mais confiável do desempenho dinâmico de sistemas de potência reais, com estruturas complexas de redes, requer a modelagem detalhada de geradores e equipamentos que influenciam na estabilidade. Assim, na atualidade, o método de avaliação mais preciso e aplicável na avaliação da estabilidade transitória é a simulação no domínio do tempo, de forma que as equações diferenciais são resolvidas por técnicas de integração numérica.

Este método de avaliação da estabilidade não apresenta qualquer tipo de restrição quanto à modelagem dos componentes e controles do sistema, pois se baseia na integração numérica das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. É necessário apenas, e este não é uma tarefa simples, estabelecer os modelos mais representativos para o estudo em questão e definir e aplicar métodos para obtenção dos parâmetros a serem utilizados na descrição dos modelos referidos.

Com o método corrente de avaliação de estabilidade transitória, o uso dos computadores digitais se torna fundamental. Os programas desenvolvidos, em geral, fornecem curvas indicando o comportamento das variáveis do sistema ao longo do tempo. Estes programas, por sua vez, não se limitam apenas à determinação de algumas variáveis, como os ângulos dos rotores das máquinas ao longo do tempo, mas de uma série de outras grandezas associadas ao efeito global sobre o sistema, constituindo estes programas ferramentas valiosas para uma análise completa da estabilidade. Desta forma, os programas geralmente são capazes de subsidiar estudos de estabilidade de longo

termo e de tensão. Sem contar as facilidades de implementação de controladores definidos pelo usuário, esquemas de proteção, etc.

A título de exemplificação da avaliação do comportamento transitório através dos resultados da integração numérica, a figura 3.1 ilustra o comportamento de uma máquina síncrona apresentando a resposta do ângulo do rotor em três casos:

(a) O ângulo do rotor aumenta, atingindo um máximo, então diminui e oscila a uma amplitude decrescente até atingir o regime permanente.

(b) O ângulo do rotor aumenta continuamente até o sincronismo ser perdido, caracterizando uma estabilidade de primeira oscilação (*first swing*), causada por insuficiência de conjugado sincronizante.

(c) O sistema se apresenta instável como resultado de oscilações crescentes. Esta forma de instabilidade geralmente ocorre quando a própria condição de regime pós-falta é instável a pequenos sinais, e não necessariamente como um resultado da perturbação de natureza transitória.

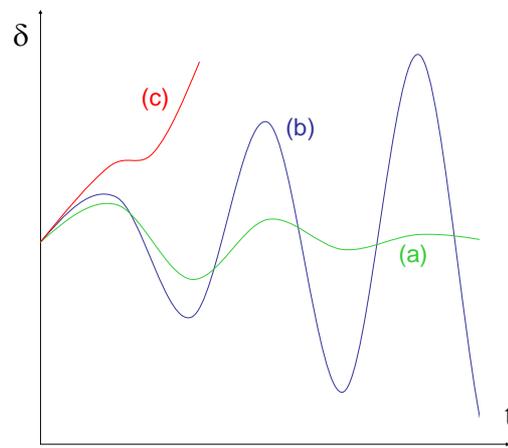


Figura 3.1 – Comportamento angular do rotor para três casos

Deve-se considerar ainda que em grandes sistemas de potência, a estabilidade transitória nem sempre ocorre no primeiro *swing*, podendo ser resultante da interação entre vários modos de oscilação e determinando grandes excursões do ângulo do rotor além da primeira oscilação angular.

*Referencial de sincronismo:*

Em sistema multimáquinas é necessário um referencial girante à velocidade síncrona para o estabelecimento da relação de sincronismo.

A necessidade do referencial fica evidente pelo fato da possibilidade de que todas as máquinas do sistema acelerem indefinidamente de forma conjunta, de modo que o sincronismo pode ser mantido neste caso. Neste fato a velocidade média de todos os geradores se desviará da velocidade síncrona, o que mostra a necessidade de uma outra atividade extremamente importante para a operação dos sistemas de potência, intimamente associada ao sistema de controle automático de geração (CAG).

A adoção do referencial pode se dar de duas maneiras equivalentes [15]:

➤ *Uma máquina como referência:*

A obtenção da referência se dá pela transformação de um sistema composto por  $n$  máquinas em um sistema composto por  $n - 1$  máquinas mais uma máquina à qual será vinculado o referencial.

➤ *Centro de ângulo como referência:*

Outra alternativa para especificação do referencial é utilizar o centro de ângulo, COA (do inglês, *Centre Of Angle*) ou o centro de inércia, COI (do inglês, *Centre Of Inertia*).

Por definição, o COA é dado por:

$$\delta_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (3.19)$$

onde:

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad (3.20)$$

A derivada segunda de (3.19) fornece:

$$M_T \dot{\omega}_0 = \sum_{i=1}^n M_i \dot{\omega}_i \quad (3.21)$$

De acordo com a equação de oscilação (2.14), pode-se reescrever:

$$M_T \dot{\omega}_0 = \sum_{i=1}^n (Pm_i - Pe_i) = P_{COA} \quad (3.22)$$

A equação (3.22) representa a dinâmica do COA, onde  $P_{COA}$  representa o desbalanço de potência do sistema como um todo.

Tomando-se o COA como referência, tem-se uma nova velocidade relativa:

$$\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0 \quad (3.23)$$

Pode-se então desenvolver a equação de oscilação relativa ao COA:

$$M_i \dot{\omega}_i = Pm_i - Pe_i \quad (3.24)$$

$$M_i (\tilde{\omega}_i + \dot{\omega}_0) = Pm_i - Pe_i \quad (3.25)$$

$$M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = Pm_i - Pe_i - M_i \dot{\omega}_0 \quad (3.26)$$

$$M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = Pm_i - Pe_i - \frac{M_i}{M_T} P_{COA} \quad (3.27)$$

O sistema referencial COA é muito utilizado nos estudo de estabilidade transitório, de modo especial nos métodos diretos, assunto das próximas seções.

### **3.3 – MÉTODOS DIRETOS**

Além das metodologias apresentadas, podem também se empregar os métodos diretos para avaliação qualitativa da estabilidade de sistemas elétricos de potência. Estes métodos são assim chamados porque avaliam a estabilidade transitória sem a resolução das equações algébrico-diferenciais.

Uma das maiores limitações dos métodos diretos está na modelagem simplificada dos componentes do sistema. Estes métodos podem ser considerados bons ferramentais para a análise em tempo real, onde se requer uma avaliação, a mais rápida possível, sobre a estabilidade do sistema. Nestes casos, abre-se mão da modelagem detalhada e de particularidades sobre o comportamento do sistema.

Para uma revisão dos métodos diretos, será apresentado um breve descritivo, abordando os métodos baseados nas idéias de Liapunov de utilização da função de energia e, posteriormente, os métodos híbridos. Os métodos híbridos apresentam grande potencial de aplicação e são efetivamente utilizados na presente dissertação.

#### **3.3.1 – Síntese das idéias de Liapunov**

Baseados nas idéias de Liapunov, surgiu uma grande quantidade de métodos procurando efetuar a estimativa da “região de estabilidade” ou “área de atração” dos sistemas elétricos. Estas diversas variantes possuem, em essência, o mesmo procedimento para a determinação da estabilidade: utilizam a função energia transitória como função de Liapunov e determinam a diferença entre um determinado valor de energia crítica e a energia armazenada no instante de remoção do defeito.

##### *Método de Liapunov:*

Conforme apresentado, a avaliação da estabilidade por métodos diretos procura a predição da estabilidade sem a solução explícita das equações diferenciais que representam o sistema. Para tanto, tais métodos buscam estimar a área de atração do ponto de equilíbrio estável.

Existe a necessidade, então, da criação de uma função que explicita a estabilidade do sistema. Neste contexto, surgem as idéias de Liapunov que, por sua vez, se baseiam em Lagrange (1800):

*“Se certa posição de repouso de um sistema mecânico conservativo é um ponto de mínimo da energia potencial, então esta é uma posição de equilíbrio estável. Caso contrário, a posição é instável”.*

Liapunov, generalizando as idéias de Lagrange do conceito de energia mecânica de um sistema, estabeleceu o seguinte teorema [15]:

Seja  $x=0$  um ponto de equilíbrio do sistema (3.28):

$$\dot{x} = f(x) \tag{3.28}$$

Seja  $D \subset \mathcal{R}^n$  um domínio contendo  $x=0$ .

Seja ainda a função de Liapunov, uma função de classe  $C^1$  (continuamente diferenciável),  $V : D \rightarrow \mathcal{R}$ , definida positiva, onde:

$$V(0) = 0 \text{ e } V(x) > 0 \text{ em } D - \{0\}$$

Então:

a) Se a derivada no tempo é semi-definida negativa,  $\dot{V}(x) \leq 0$ , a solução do sistema dinâmico associado é estável, e

b) Se a derivada no tempo é definida negativa,  $\dot{V}(x) < 0$ , a solução do sistema dinâmico associado é assintoticamente estável.

A referência [15] apresenta a demonstração deste teorema.

Para entendimento das idéias de Liapunov, sem demonstrações longas, e esclarecer o conceito de área de atração, é interessante notar que:

Dada a função de Liapunov  $V(x)$ , a superfície  $V(x) = c$ , para  $c > 0$ , é chamada de superfície de Liapunov ou curva de nível. A condição  $\dot{V}(x) \leq 0$  implica que quando uma trajetória cruza a superfície de Liapunov  $V(x) = c$ , ela se move para dentro do conjunto  $\{x \in \mathfrak{R}^n \mid V(x) \leq c\}$  e não mais sai do mesmo.

O principal problema de estabilidade é garantir um retorno a um ponto de operação estável pós-falta. Conforme [15], representando este ponto pelo ponto de equilíbrio estável por  $x_s$ , pode-se descrever matematicamente o problema como:

$$\lim_{x \rightarrow \infty} \phi(x_p, t) = x_s \quad (3.29)$$

onde:

$\phi(x_p, t)$  é a solução do problema após a eliminação do defeito e

$x_p$  é a condição inicial do sistema no instante de eliminação do defeito.

Vista esta proposição, pode-se definir, conforme encontrado em [15] e [16]:

1) Um ponto de equilíbrio  $x_s$  é um ponto de equilíbrio estável, no sentido de Liapunov, se dado um  $\varepsilon > 0$  suficientemente pequeno, existir um  $\delta > 0$  tal que  $\|\phi(x_p, t) - x_s\| \leq \varepsilon$  para  $t \geq 0$  sempre que  $\|x_p - x_s\| \leq \delta$ .

2) Um ponto de equilíbrio é instável se não é estável.

3) Um ponto de equilíbrio é assintoticamente estável se for estável e  $\phi(x_p, t) \rightarrow x_s$  sempre que  $\|x_p - x_s\| \leq \delta$ .

Para se predizer se a solução  $\phi$  retorna ao ponto de equilíbrio estável do sistema pós-falta, é necessário obter uma estimativa da região de estabilidade do sistema pós-falta. Com a estimação da região de estabilidade, pode-se verificar se o defeito é eliminado antes do sistema atingir o ponto no qual a trajetória do sistema em falta abandona esta

área de atração. Isto significa prever, assim, se o sistema permanecerá estável durante sua evolução na fase pós-falta.

As idéias básicas acima referidas para o embasamento dos conceitos de Liapunov estão contidas nas referências [15], [16] e [18] que permitem uma definição e caracterização completa dos preceitos em que se baseiam os métodos diretos.

A aplicação da metodologia das funções de Liapunov apresenta, entretanto, algumas limitações. A maior dificuldade é que o teorema de Liapunov não diz nada sobre como construir uma função de Liapunov, considerando que exista uma. As condições para a derivada da função de Liapunov fazem com que esta seja difícil de ser encontrada.

Dada a dificuldade para a obtenção da função de Liapunov, é então utilizada a chamada função energia transitória TEF (do inglês, *Transient Energy Function*). A aplicação do método TEF tem encontrado obstáculos, o principal deles estando no fato dos métodos energéticos serem impróprios para modelos realistas, pois, em geral, muitas simplificações são necessárias, como uso do modelo clássico de geradores, cargas como impedância constante e sistema reduzido aos nós dos geradores [35]. Ainda assim, a TEF constitui um método energético que tem evoluído e mostrado um grande potencial [18].

### **3.3.2 – Método TEF**

O método direto energético baseia-se em conceitos da mecânica, onde é possível definir uma função energia associada a um sistema, a fim de estudá-lo sem a necessidade do estudo de seu movimento por completo.

Na ocorrência de uma perturbação no sistema de potência, a energia transitória injetada no sistema durante o distúrbio é convertida em energia cinética nas máquinas. No instante da remoção do defeito, as máquinas possuem um excesso de energia que deve ser “absorvida” pela rede para que a estabilidade seja mantida. O sistema deve ser capaz de “absorver” esta energia a tempo dos conjugados restauradores das máquinas ainda serem capazes de trazê-las de volta para novas posições de equilíbrio. A habilidade do sistema em “absorver” a energia adicional depende, fundamentalmente, de sua habilidade para converter esta energia em energia potencial.

A derivação de uma função energia simples, associada a um sistema máquina-barras infinita, com o gerador sendo descrito pelo modelo clássico tensão constante atrás de uma reatância, é apresentada a seguir.

*A função energia:*

A equação de oscilação é definida por:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E \quad (3.30)$$

Que pode ser reescrita em função do momento de inércia  $J$ , em pu:

$$J \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E \quad (3.31)$$

Para a obtenção da função energia referente a este sistema, é proposto multiplicar-se (3.31) por  $\omega$ :

$$J \omega \frac{d\omega}{dt} = \frac{d\delta}{dt} (P_M - P_E) \quad (3.32),$$

Que pode ser reescrita na forma:

$$J \omega d\omega = P_M d\delta - \frac{E V_\infty}{X} \sin \delta d\delta \quad (3.33)$$

Então, integrando-se (3.33) e tomando como referências a velocidade síncrona e o ângulo de equilíbrio estável pós-falta  $\delta_s$ , têm-se:

$$\frac{1}{2} J \omega^2 = P_M (\delta - \delta_s) - \frac{E V_\infty}{X} (\cos \delta - \cos \delta_s) \quad (3.34)$$

O primeiro termo da equação corresponde a energia cinética ( $E_C$ ) e o segundo a energia potencial ( $E_P$ ).

A função energia transitória equacionada por:

$$V = E_C - E_P \quad (3.35)$$

Pode ser escrita na forma:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} J \omega^2 - P_M (\delta - \delta_S) - \frac{E V_\infty}{X} (\cos \delta - \cos \delta_S) \quad (3.36)$$

Na situação máquina-barra infinita, a solução do problema de estabilidade transitória fica muito mais evidente quando ele é formulado através do conceito de conservação de energia. O desenvolvimento da função energia mais freqüentemente empregada para sistemas multimáquinas pode ser encontrado em [18] e [34]. A função energia apresenta a seguinte expressão (referenciada ao COA):

$$\begin{aligned} V(\theta, \omega) = & \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^s) \\ & - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \end{aligned} \quad (3.37)$$

onde:

$$P_i = P_{Mi} - E_i^2 G_{ii}$$

$$C_{ij} = E_i E_j B_{ij}$$

$$D_{ij} = E_i E_j G_{ij}$$

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

De acordo com a referência [14] há a seguinte avaliação para os termos da expressão (3.37):

*O primeiro termo é energia cinética. O segundo termo fornece a energia potencial. O terceiro termo indica a energia magnética, que é também parte da energia potencial. O quarto termo representa dissipação de energia, isto é, é a energia dissipada. Como é comum na literatura, a energia potencial incorpora os últimos três componentes.*

Apresentada a função energia, a metodologia da TEF consiste na determinação da capacidade máxima do sistema em absorver a energia acumulada durante a perturbação, também chamada energia crítica transitória  $V_{cr}$ , e na determinação da evolução da energia transitória ao longo da evolução do defeito, até sua remoção.

Pode-se sintetizar o método energético assim:

➤ Se a energia transitória do sistema na remoção do defeito for menor do que esta energia crítica, o sistema é estável; se não, é instável.

Esta idéia conduz a uma avaliação muito rápida do limite de estabilidade transitória em comparação aos métodos convencionais.

A computação da energia crítica  $V_{cr}$  é a maior dificuldade. Para isto, dispõe-se de alguns métodos. A discussão contida nos subitens subseqüentes remonta, em linhas gerais, as características dos principais métodos para a obtenção de  $V_{cr}$ .

### *3.3.2.1 – Closest Unstable Equilibrium Point*

Seguindo o método TEF para a estimação da energia crítica transitória, pode-se considerar que a primeira proposta apresentada na literatura para este fim dizia respeito à detecção do ponto de equilíbrio instável de menor energia (*closest unstable equilibrium point*) para a estimação da estabilidade do sistema pós-falta, conforme [14] e [15].

Para isto, compara-se o valor da função energia de todos os pontos de equilíbrio instáveis da fronteira de estabilidade e utiliza-se o de menor energia para obter uma estimativa da área de atração. Caso a energia do sistema em falta se apresente com amplitude maior que a do ponto de equilíbrio instável de menor energia, o sistema é

considerado instável. Caso contrário, diz-se que sistema é estável.

Conforme [15], este princípio leva a resultados conservadores, pois apresenta condição suficiente, porém não necessária. Assim, duas deficiências evidentes do método podem ser apontadas: a estimativa conservadora da área de atração e a necessidade de determinar todos os pontos de equilíbrio instáveis da fronteira da área de atração.

### 3.3.2.2 - Método PEBS

De acordo com [15], o método da superfície limite de energia potencial, ou PEBS (do inglês, *Potential Energy Boundary Surface*), tenta solucionar o problema da estimativa da área de atração eliminando a necessidade da determinação explícita de todos os pontos de equilíbrio instáveis. Para isto determina-se, na direção da falta, uma aproximação local para a fronteira de estabilidade do sistema.

A superfície de energia potencial pode ser vista como uma bacia energética ao redor do ponto de equilíbrio estável localizado na parte mais baixa da bacia. Alguns pontos extremos da função energia potencial coincidem com a fronteira de estabilidade (borda da bacia). Nesta fronteira os pontos de equilíbrio instáveis podem ser encontrados. Para fins de ilustração, a figura 3.2 apresenta o esboço de uma bacia energética.

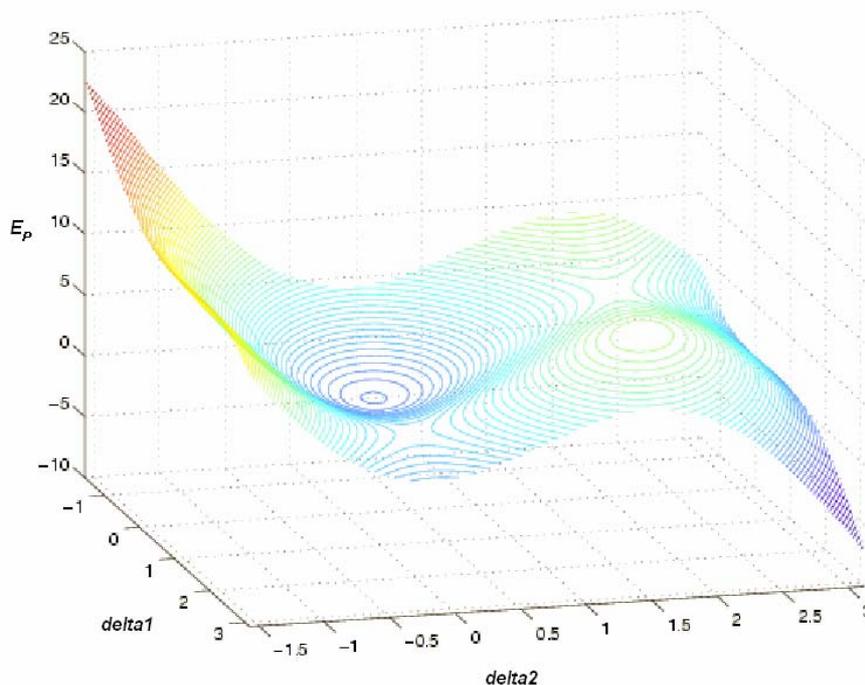


Figura 3.2 – Esboço de uma bacia energética

Uma explicação eficiente seria comparar o sistema a uma bola dentro de uma bacia energética cuja fronteira é o PEBS. O defeito no sistema equivaleria a uma força aplicada na bola de forma a tentar tirá-la da bacia. A força máxima que poderia ser aplicada para que o sistema se mantenha estável é aquela que resulta na chegada da bola ao “divisor de águas” com velocidade nula.

A figura 3.3 ilustra um gráfico da energia potencial em relação ao ângulo  $\delta$  para um sistema máquina-barra infinita.

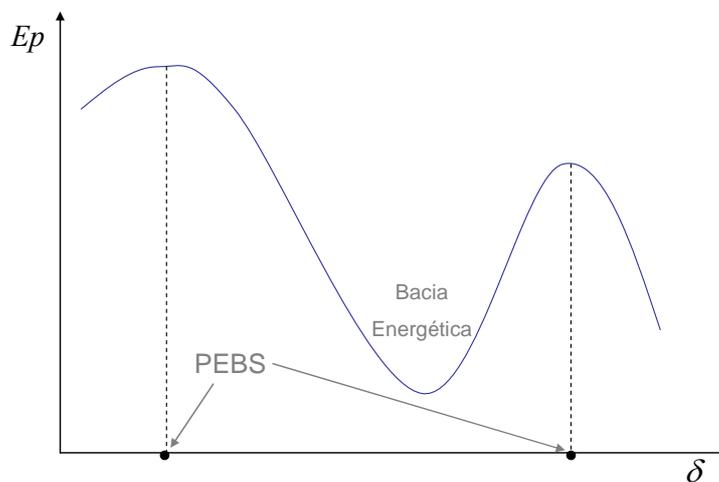


Figura 3.3 – Energia Potencial x Ângulo

A fronteira da bacia energética formada pelos pontos extremos da energia potencial é a PEBS. Utilizando-se desta fronteira, o algoritmo do PEBS resolve o sistema em falta por simulação numérica das equações diferenciais até que o ângulo  $\delta$  cruze o PEBS. Este é o chamado *exit point*.

No caso multimáquinas, a fronteira da área de atração é considerada definida pelos pontos extremos da função energia e pelas linhas que unem estes pontos. A referência [15] analisa um sistema de 3 barras / 3 geradores. A figura 3.4, obtida desta referência, apresenta a superfície de energia potencial e ilustra a fronteira da área de atração.

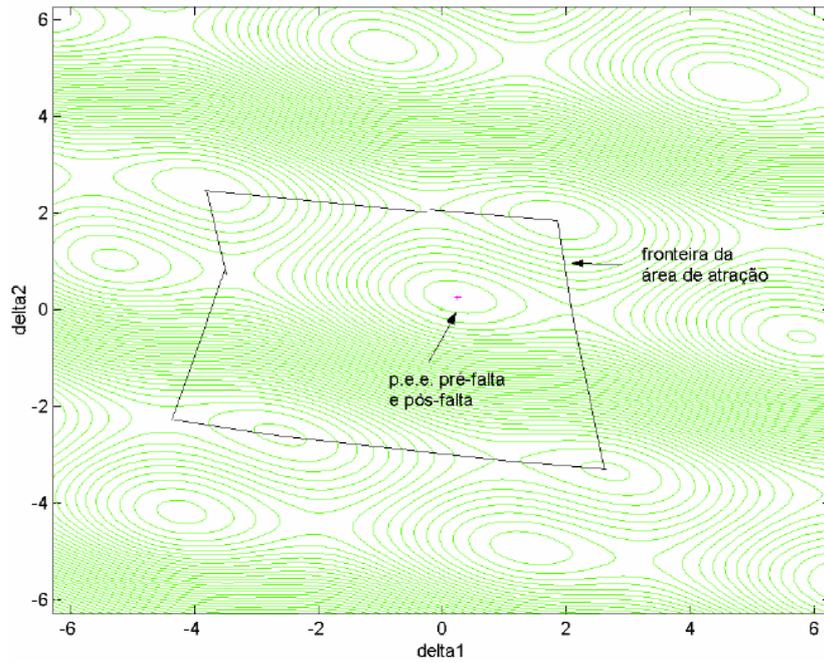


Figura 3.4 – Fronteira da área de atração de um sistema 3 geradores

Fonte: referência [15]

A figura 3.5 apresenta resultados da avaliação do limite de estabilidade caracterizado pelo nível de energia potencial do PEBS, para o mesmo sistema da referência [15] submetido a um dado defeito. Pode ser vista a evolução do sistema em falta a partir do ponto de equilíbrio estável passando pelo ponto de escape (*exit point*) da região de atração.

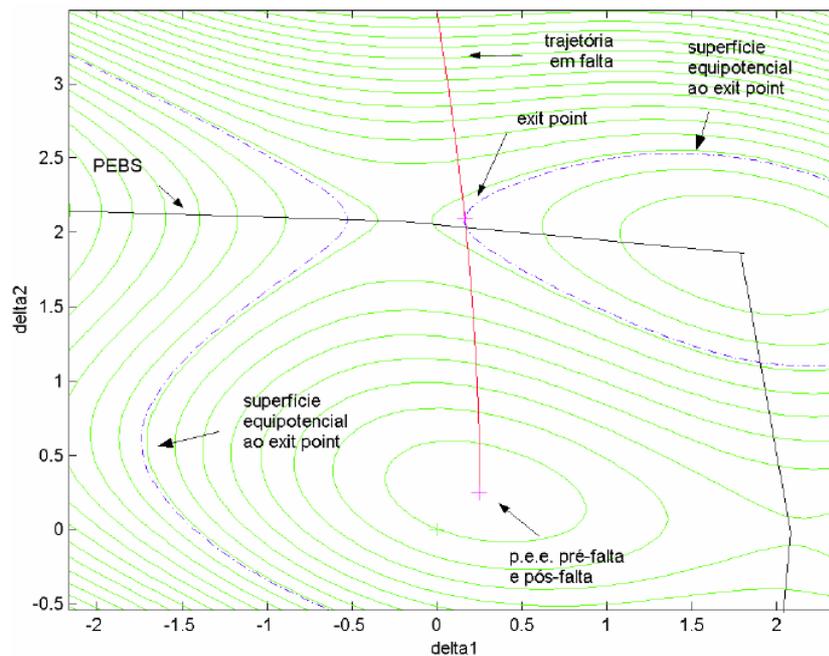


Figura 3.5 – Fronteira da área de atração com o *exit point* calculado pelo método PEBS

Fonte: referência [15]

### 3.3.2.3 - *Controlling Unstable Equilibrium Point*

Uma alternativa à utilização do ponto de equilíbrio instável de menor energia é a seleção de um outro ponto de equilíbrio que esteja “mais próximo” da trajetória do sistema em falta, o chamado ponto de equilíbrio instável de controle (*Controlling Unstable Equilibrium Point*). Tal ponto, nesta alternativa, passa a ser o ponto de equilíbrio que, na direção da falta, fica responsável pela definição da estabilidade. O principal atrativo deste método está no fato de não ser realizada a estimativa completa da área de atração, mas sim, somente da parte importante para o estudo. Com isto, reduz-se sobremaneira o caráter conservador da avaliação dos limites de estabilidade estabelecida nos métodos anteriores. Diversas referências, como [14], [15] e [18], tratam deste método de forma mais detalhada.

Com respeito à determinação do ponto de equilíbrio instável de controle, diversos métodos são propostos, o principal deles é apresentado a seguir.

### 3.3.2.4 – *Método BCU*

Quando o ponto de equilíbrio instável de controle foi proposto, nada foi dito a respeito de sua determinação. Deste modo, diversos métodos foram propostos, culminando na proposta do método do ponto limite de equilíbrio instável de controle, ou BCU (do inglês, *Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point*). Na referência [15] encontra-se uma análise mais aprofundada do método, o qual é caracterizado pela relação entre a fronteira de estabilidade do modelo clássico de sistemas de potência e a fronteira de estabilidade de um sistema reduzido. Através desta relação o método BCU procura determinar o ponto de equilíbrio instável de controle

Ainda segundo [15], o método BCU tem sido aceito pela comunidade científica como sendo o mais eficiente método direto. Mas, embora goze de eficiência, são observados alguns casos de falhas na predição da estabilidade, conforme apontadas em [15] e [16]. Estas referências apresentam propostas de técnicas para correção dos problemas do método BCU. Salienta-se que as modelagens dos componentes do sistema ainda são limitadas, fazendo uso da modelagem clássica dos geradores e simplificações na rede.

### **3.4 – MÉTODOS HÍBRIDOS**

Os métodos diretos híbridos baseiam-se em conceitos de determinação rápida da estabilidade fazendo uso de simulação por integração numérica no domínio do tempo, porém por um período de tempo menor que nas metodologias tradicionais, em geral até o primeiro *swing*.

Com base na pesquisa bibliográfica levantada, serão apresentados, em linhas gerais, os conceitos de três métodos híbridos nesta dissertação. O primeiro deles é baseado na função energia transitória. O segundo e o terceiro são métodos alternativos, aplicados para a avaliação do comportamento transitório no tempo, um baseado em índices e outro baseado na equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema máquina-barras infinita. Este último apresenta uma maior contribuição para o objetivo desta dissertação, devido ir de encontro com a proposta apresentada, além de apresentar fácil implementação.

#### **3.4.1 – Métodos baseados na TEF**

O método híbrido que se baseia na função energia procura incorporar a análise energética no método corrente de simulação numérica no tempo com o fim de gerar uma margem ou índice de estabilidade.

Conforme indicado em [1] e [19], diversas pesquisas têm sido motivadas pela busca dos limites ou margens de estabilidade, principalmente de forma a permitir a utilização de modelagem mais detalhada para os geradores e outros componentes do sistema, procurando, assim, a eliminação da restrição de aplicação do método aos modelos clássicos.

Segundo a referência [19], os resultados obtidos na prática são mais aplicados como “indicador” da estabilidade devido à sua baixa precisão, mas justifica-se como sendo compreensível que a precisão da margem de energia obtida possa ser relaxada, uma vez que não se deseja uma determinação absoluta da estabilidade, mas uma estimativa.

### 3.4.2 – Métodos baseados em índices

As referências [20], [21] e [22] fazem referência a índices considerados promissores baseados na coerência de geradores, na energia transitória e em produtos escalares entre variáveis dinâmicas. Esta proposta sugere a determinação de índices de estabilidade, com objetivo de classificar contingências quanto à sua severidade.

A simulação passo a passo é realizada com um tempo de simulação igual ao tempo de eliminação da falta mais um tempo  $T$ , fixado em  $T = 0,5$  s na referência [21]. A referência síncrona utilizada é o COA.

A proposta apresenta índices de estabilidade baseados em três conceitos:

- Coerência angular entre geradores e
- Função energia transitória.
- Produtos escalares entre variáveis de estado,

*Coerência angular:*

O índice aplicado é dado pela máxima diferença, ao longo do tempo, entre o ângulo máximo e o ângulo mínimo para um sistema com  $n$  máquinas. O índice é definido conforme (3.38):

$$I_C = \max[\max \theta_i(t) - \min \theta_i(t)] \quad (3.38)$$

*Energia Transitória:*

Estes índices são baseados nas componentes da energia transitória. Conforme já analisado, se o sistema possui capacidade suficiente de energia potencial, então, o excesso de energia cinética injetada no sistema, na ocorrência de um defeito, pode ser “absorvido”. Assim, as máquinas do sistema não perderão o sincronismo, alcançando um novo ponto de equilíbrio estável. Um índice baseado na diferença entre as energias cinética e potencial é então proposto.

O índice  $I_E$  é dado pela máxima diferença entre a energia cinética e a energia potencial, conforme (3.39):

$$I_E = \max[|E_C(t) - E_P(t)|] \quad (3.39)$$

*Produtos entre variáveis de estado:*

Os produtos sugeridos utilizam, para um sistema com  $n$  máquinas, os vetores de diferença de potência, velocidade e ângulo do rotor. Os produtos são definidos conforme indicam (3.40), (3.41) e (3.42):

$$P1 = \sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Ei})\omega_i \quad (3.40)$$

$$P2 = \sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Ei})\theta_i \quad (3.41)$$

$$P3 = \sum_{i=1}^n \omega_i (\theta_i - \theta_i^{cl}) \quad (3.42)$$

A partir dos produtos  $P1$ ,  $P2$  e  $P3$ , definem-se três índices  $I_{P1}$ ,  $I_{P2}$  e  $I_{P3}$  que indicam a máxima diferença dos produtos escalares, conforme (3.43), (3.44) e (3.45):

$$I_{P1} = \max P1(t) - \min P1(t) \quad (3.43)$$

$$I_{P2} = \max P2(t) - \min P2(t) \quad (3.44)$$

$$I_{P3} = \max P3(t) - \min P3(t) \quad (3.45)$$

Nas referências [20] e [21], é ainda proposta uma avaliação estatística dos índices obtidos, calculando um índice composto relativo à média ponderada dos índices,  $I_C$ ,  $I_E$ ,  $I_{P1}$ ,  $I_{P2}$ , e  $I_{P3}$ , com pesos maiores para aqueles índices que melhor representarem o comportamento dinâmico.

Esta técnica de avaliação da estabilidade, por meio de índices, não apresenta informação acerca da margem de estabilidade de um sistema frente a um distúrbio.

### 3.4.3 – Métodos baseados em máquina equivalente

Além dos métodos de avaliação da estabilidade até aqui apresentados, há um outro método, proposto em 1989 por *Y. Xue*, que se baseia no critério das áreas iguais, mas se aplica a um sistema multimáquinas que pode ser reduzido a um sistema equivalente máquina-barras infinita.

O então chamado método do Critério das Áreas Iguais Estendido EEAC (do inglês *Extended Equal Area Criteria*) foi em sua concepção muito limitado, utilizando modelos clássicos de geradores e com erros muito grosseiros em suas aplicações [23]. Entretanto, a idéia de “equivalentar” um sistema multimáquinas a um sistema máquina barra infinita foi aperfeiçoada na sua forma híbrida, ou seja, com a aplicação dos conceitos envolvidos, de forma promissora, na avaliação do comportamento dinâmico simulado via integração numérica [25].

Publicações mais recentes deram uma aparência mais atual ao EEAC propondo um método generalizado designado SIME (do inglês, *Single Machine Equivalent*), com a mesma formulação do EEAC, mas com aplicação a qualquer sistema elétrico, sem a restrição de modelagens de quaisquer componentes, [30], [31] e [32]. A seguir é desenvolvida a sua metodologia.

Os métodos baseados na máquina equivalente requerem a seguinte proposição:

➤ A perda de sincronismo em um sistema multimáquinas é originada da separação de suas máquinas em dois grupos. Daí decorre que o mecanismo de desenvolvimento do processo de instabilidade do sistema pode ser inferido por meio de um sistema equivalente máquina-barras infinita adequadamente determinado.

Para o desenvolvimento do método, os dois grupos acima citados podem ser denominados **grupo crítico (C)**, composto pelas máquinas que provavelmente perdem sincronismo como um sistema, e o **grupo não-crítico (N)**, formado pelas máquinas remanescentes.

Para especificar as máquinas que compõem o grupo crítico deve ser aplicado um critério de seleção adequado. Para isto, diversas propostas são indicadas na literatura. Na seção 4.3 são discutidos e analisados alguns critérios pesquisados para aplicação neste trabalho.

A idéia básica do método consiste nos seguintes passos:

- Decompor o sistema adequadamente nos dois grupos de máquinas, o crítico e o não-crítico;
- Agregar as máquinas de cada grupo em um equivalente, através de seus centros de ângulo parciais, PCOA (do inglês, *Partial Center Of Angle*);
- Transformar as duas máquinas equivalentes em um equivalente máquina-barra infinita.

*Formulação:*

Considerando um sistema multimáquinas, onde a equação de oscilação dos geradores pode ser expressa como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \ddot{\delta}_i = P_{Mi} - P_{Ei} \quad (3.46)$$

Dada uma perturbação, para a qual foram determinados adequadamente os dois grupos de máquinas, críticas (C) e não-críticas (N), o PCOA dos dois conjuntos é definido conforme (3.47) e (3.48).

$$\delta_c = \frac{\sum_{k \in C} H_k \delta_k}{\sum_{k \in C} H_k} \quad (3.47)$$

$$\delta_N = \frac{\sum_{j \in N} H_j \delta_j}{\sum_{j \in N} H_j} \quad (3.48)$$

Se forem considerados:

$$H_c = \sum_{k \in C} H_k \quad (3.49)$$

$$H_N = \sum_{j \in N} H_j \quad (3.50)$$

$$P_{MC} = \sum_{k \in C} P_{Mk} \quad (3.51)$$

$$P_{MN} = \sum_{j \in N} P_{Mj} \quad (3.52)$$

$$P_{EC} = \sum_{k \in C} P_{Ek} \quad (3.53)$$

$$P_{EN} = \sum_{j \in N} P_{Ej} \quad (3.54)$$

Então a equação de oscilação de cada grupo é dada por:

$$2H_C \ddot{\delta}_C = P_{MC} - P_{EC} \quad (3.55)$$

$$2H_N \ddot{\delta}_N = P_{MN} - P_{EN} \quad (3.56)$$

O método propõe que o sistema seja reduzido a uma máquina equivalente adotando-se:

$$\delta = \delta_C - \delta_N \quad (3.57)$$

Cuja equação de oscilação pode ser obtida conforme o desenvolvimento abaixo.

$$\ddot{\delta} = \ddot{\delta}_C - \ddot{\delta}_N = \frac{P_{MC} - P_{EC}}{2H_C} - \frac{P_{MN} - P_{EN}}{2H_N} \quad (3.58)$$

Multiplicando-se por  $\frac{H_C H_N}{H_C + H_N}$ :

$$\begin{aligned} 2 \frac{H_C H_N}{H_C + H_N} \ddot{\delta} &= \frac{H_N (P_{MC} - P_{EC}) - H_C (P_{MN} - P_{EN})}{H_C + H_N} \\ 2 \frac{H_C H_N}{H_C + H_N} \ddot{\delta} &= \frac{(H_N P_{MC} - H_C P_{MN})}{H_C + H_N} - \frac{(H_N P_{EC} - H_C P_{EN})}{H_C + H_N} \\ 2H \ddot{\delta} &= P_M - P_E \end{aligned} \quad (3.59)$$

onde:

$$H = \frac{H_C H_N}{H_C + H_N} \quad (3.60)$$

$$P_M = \frac{(H_N P_{MC} - H_C P_{MN})}{H_C + H_N} \quad (3.61)$$

$$P_e = \frac{(H_N P_{EC} - H_C P_{EN})}{H_C + H_N} \quad (3.62)$$

ou, reescrevendo:

$$P_M = H \left( \frac{1}{H_C} \sum_{k \in C} P_{Mk} - \frac{1}{H_N} \sum_{j \in N} P_{Mj} \right) \quad (3.63)$$

$$P_E = H \left( \frac{1}{H_C} \sum_{k \in C} P_{Ek} - \frac{1}{H_N} \sum_{j \in N} P_{Ej} \right) \quad (3.64)$$

Cabem, sobre o método, as seguintes considerações:

➤ A natureza da estabilidade original do sistema multimáquinas é preservada sem restrição alguma de modelagem [31], de forma que as grandezas são computadas, a cada passo de integração, com toda a precisão inerente aos métodos de simulação por integração numérica.

➤ A avaliação da estabilidade do sistema equivalente é geralmente realizada com a inspeção da curva *Potência-Ângulo* ( $P-\delta$ ). No plano  $P-\delta$ , podem ser observadas as áreas de aceleração e desaceleração e, ainda, podem ser visualizadas possibilidades de se propor índices de margem de estabilidade.

*Definição da margem de estabilidade:*

Uma das vantagens do método da máquina equivalente é a possível obtenção de uma margem de estabilidade para casos estáveis que permite mensurar o quão estável é o sistema frente a uma determinada perturbação.

A margem referida se apóia no conceito de estabilidade estabelecido pelo critério convencional das áreas iguais, como ilustrado na figura 3.6, onde  $A1$  é a área de energia cinética adicionada ao sistema durante o defeito e  $A2$  é a área de energia de frenagem.

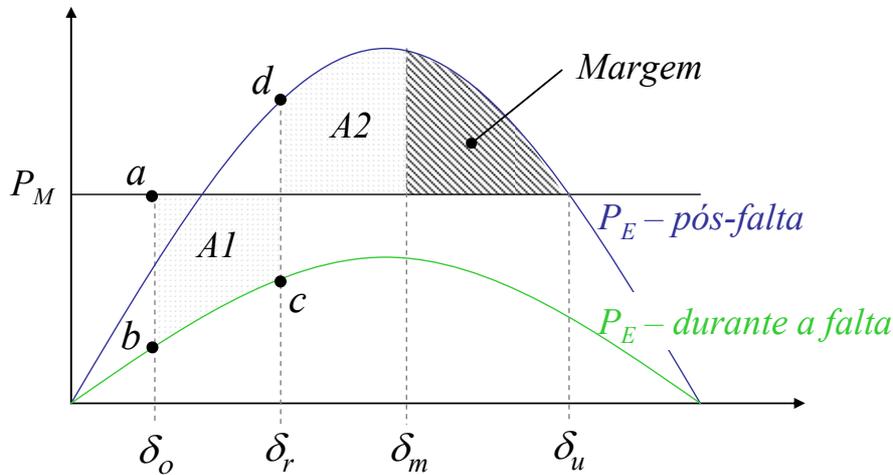


Figura 3.6 – Esboço da margem de estabilidade

Como ilustra a figura 3.6, pode-se considerar uma margem como sendo a área contida entre as curvas de potência mecânica  $P_M$  e de potência elétrica pós-falta,  $P_E$  pós-falta, desde o ponto de máxima excursão angular  $\delta_m$  até o ponto de equilíbrio instável  $\delta_u$ . A ocorrência de contingências mais (menos) severas acarreta uma margem de estabilidade menor (maior).

O limite para a manutenção da estabilidade seria dado para a contingência que provocasse uma máxima excursão angular até o ângulo limite de estabilidade  $\delta_u$ , ou seja, uma margem de estabilidade igual a zero. Nesta situação o ângulo na remoção da falta é o ângulo crítico que, por sua vez, corresponde ao tempo crítico de remoção da falta.

Como já discutido para um caso estável, a curva da potência elétrica em função do ângulo de carga  $\delta$  alcançará o seu valor angular máximo  $\delta_m$  e oscilará em torno do ponto de equilíbrio final. Então, para a determinação da área correspondente a margem de estabilidade, é proposta uma extrapolação quadrática a fim de inferir esta área, como ilustra a figura 3.7.

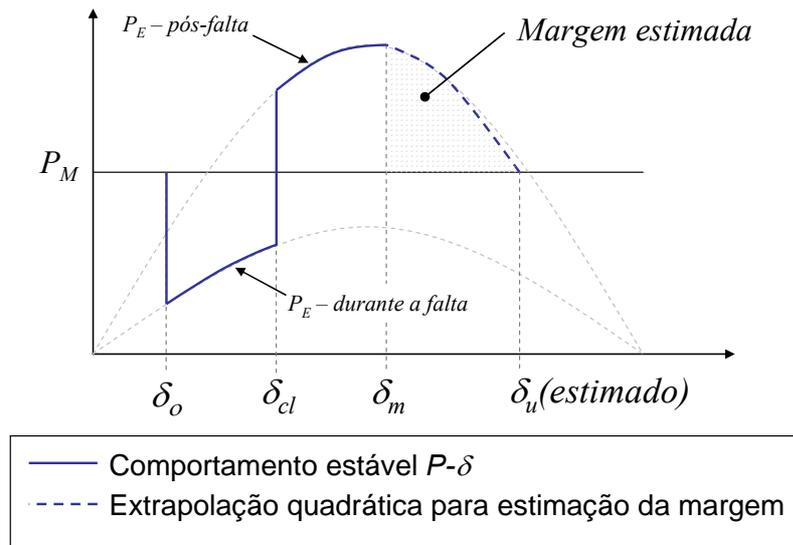


Figura 3.7 – Ilustração da extrapolação da curva  $P$ - $\delta$

Para a compreensão dos conceitos de margem de estabilidade, foram apresentadas, até o momento, ilustrações que retratam o comportamento de um sistema clássico máquina-barras infinita. A figura 3.8 retrata a metodologia aplicada a um sistema real, consistindo do sistema Norte-Nordeste brasileiro, sendo a contingência um curto circuito trifásico na SE Recife 500 kV, com a saída da LT 500 kV Recife – Messias. A figura 3.8 ainda ilustra a extrapolação da curva para a determinação da margem.

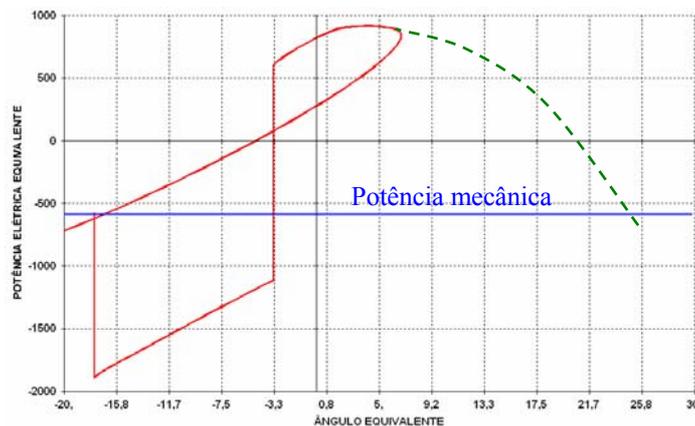


Figura 3.8 – Ilustração da curva  $P$ - $\delta$  de um caso real

Salienta-se que, devido à modelagem detalhada dos componentes do sistema, a curva não apresenta uma aparência senoidal “pura”, mas o método aplicado se caracteriza pela sua boa precisão, conforme registrado pela aplicação apresentada no capítulo 5 e pelas referências [25] a [32].

### **3.5 – ALGUMAS CONCLUSÕES**

Este capítulo forneceu um panorama geral de algumas das principais ferramentas disponíveis para avaliação da estabilidade dos sistemas elétricos de potência.

Cabe observar que a análise dos métodos disponíveis foi realizada no contexto do objetivo da presente dissertação, qual seja, o de inserção de um procedimento para avaliação da margem de estabilidade de um sistema elétrico, frente a cada contingência, dentro das rotinas de análise que utilizam o processo de integração numérica, que constitui a técnica mais aplicada na prática para estudos de estabilidade transitória.

Assim, foram primeiramente analisados os métodos diretos baseados nos conceitos de Liapunov de aplicação da função energia transitória. Tais métodos apresentam a deficiência da modelagem simplificada dos componentes do sistema elétrico, o que compromete a possibilidade de sua aplicação dentro do contexto do presente trabalho de utilização de modelagem detalhada.

Em seguida, foram analisados os métodos híbridos, apontados como promissores. Aqueles baseados na função energia ainda possuem limitações, no que diz respeito aos modelos e relaxamento da precisão. Os métodos alternativos para análise do comportamento dinâmico do sistema, sejam os baseados em índices ou na equivalência a um sistema máquina-barra infinita, não têm restrição quanto à modelagem, toda precisão sendo inserida na simulação numérica. Estes métodos não possuem a habilidade de medição explícita da margem de estabilidade, mas podem ser vistos como medidores da “saúde” do sistema. Podem ainda apresentar tempo de processamento maior que os métodos energéticos, mas para o escopo desta dissertação isto não constitui restrição.

Por sua vez, o método baseado em índices extraídos do comportamento dinâmico do sistema, possui aplicação muito específica na classificação de severidade de contingências e não apresenta diretamente informações a respeito da margem de estabilidade do sistema.

Assim sendo, o método que se apresentou mais interessante para ser utilizado como uma ferramenta complementar à simulação numérica, dentro do objetivo de definição explícita de margens de estabilidade de um sistema de potência, é o baseado na equivalência a um sistema máquina-barras infinita.

No próximo capítulo será apresentada uma proposição para estudo da margem de estabilidade dos sistemas de potência frente a diversas contingências, aplicando os conceitos de equivalência de um sistema multimáquinas a um sistema máquina-barras infinita. Como meio de parametrizar a margem de estabilidade, esta será expressa na forma de tempo crítico de abertura.

Salienta-se ainda que existem outros métodos citados na literatura que podem ser considerados promissores, mas que ainda não mostram resultados totalmente eficientes, dentro do contexto de descrição da dinâmica complexa dos sistemas elétricos de potência. Portanto, as oportunidades de pesquisa nesta área continuam abertas. Podem ser citados, dentre os métodos referidos, os de aplicação de Redes Neurais, sistemas especialistas e reconhecimento de padrões.

## 4

### PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA

#### 4.1 – METODOLOGIA DE ANÁLISE

É proposta a simulação no tempo com método corrente de integração numérica e posterior avaliação do comportamento dinâmico de acordo com os métodos de equivalência entre um sistema multimáquinas e um correspondente sistema máquina-barra infinita, com o objetivo de estimar o tempo crítico de remoção da falta.

Serão adotadas as equações (3.57), (3.63) e (3.64) do método da equivalência de uma máquina.

*Proposta para determinação do tempo crítico:*

Conforme mostrado na seção 3.3.2 que apresentou o método da máquina equivalente, o conceito da margem de estabilidade pode ser extraído do comportamento da curva  $P-\delta$  em regime transitório, figura 3.7, quando da extrapolação da curva até o ponto onde, novamente,  $P_E = P_M$ , caracterizando o ponto de equilíbrio instável, ou seja, o limite de estabilidade transitória.

Cada contingência, para determinado tempo de duração do defeito, terá uma margem de estabilidade. Como forma de parametrizar a margem para qualquer contingência, ela será caracterizada pela determinação do tempo crítico de remoção da falta,  $t_{cr}$ , a ser utilizado como indicador da margem de estabilidade.

Para um sistema elétrico operando sob certas condições, uma dada contingência, para a qual o sistema permanece estável, pode ter sua severidade aumentada pelo incremento do tempo de remoção da falta,  $t_r$ , de forma que isto resultará, em consequência, na diminuição da margem de estabilidade. Neste sentido, pode-se estabelecer o quanto se deve acrescer  $t_r$ , de maneira que a margem seja nula, obtendo assim o tempo crítico de remoção da falta,  $t_{cr}$ .

A figura 4.1(a) apresenta as áreas de aceleração e frenagem envolvidas em um caso estável. A margem de estabilidade pode ser reconhecida pela área demarcada. A figura 4.1(b) ilustra o mesmo defeito, aplicado agora com um tempo de remoção maior, correspondente ao tempo crítico de remoção.

Observa-se que a margem encontrada no caso estável, figura 4.1(a), corresponde à área contida entre as curvas de potência elétrica durante e após o defeito na figura 4.1(b), desde o ângulo de remoção anterior até o ângulo crítico de remoção.

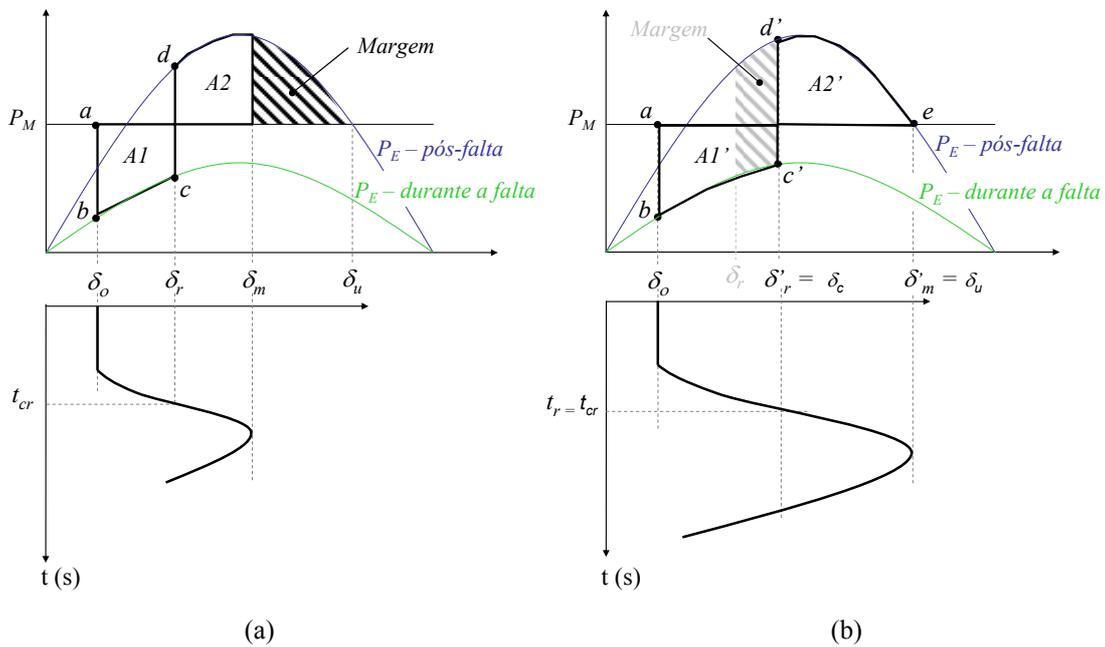


Figura 4.1 - Comportamento  $P$ - $\delta$  e  $\delta(t)$

Portanto, trabalhando-se com as áreas  $A1$  e  $A2$  compostas entre as curvas *Potência-Ângulo* e a reta de potência mecânica, a proposta é se considerar uma área, igual a que definiu a margem de estabilidade, entre as curvas de potência elétrica durante o defeito e após o defeito, a partir do ângulo no qual houve a remoção do defeito,  $\delta_r$ . Desta forma, o ângulo crítico de remoção da falta  $\delta_c$  pode ser prontamente determinado.

Em outras palavras, pode-se estimar o tempo crítico de remoção a partir do caso estável, alocando a área estimada da margem, entre as curvas de potência elétrica durante e após a falta, a partir do ângulo de remoção. De posse deste ângulo, encontra-se o valor correspondente de  $t_c$  na curva  $\delta(t)$ . A figura 4.2 ilustra este procedimento.

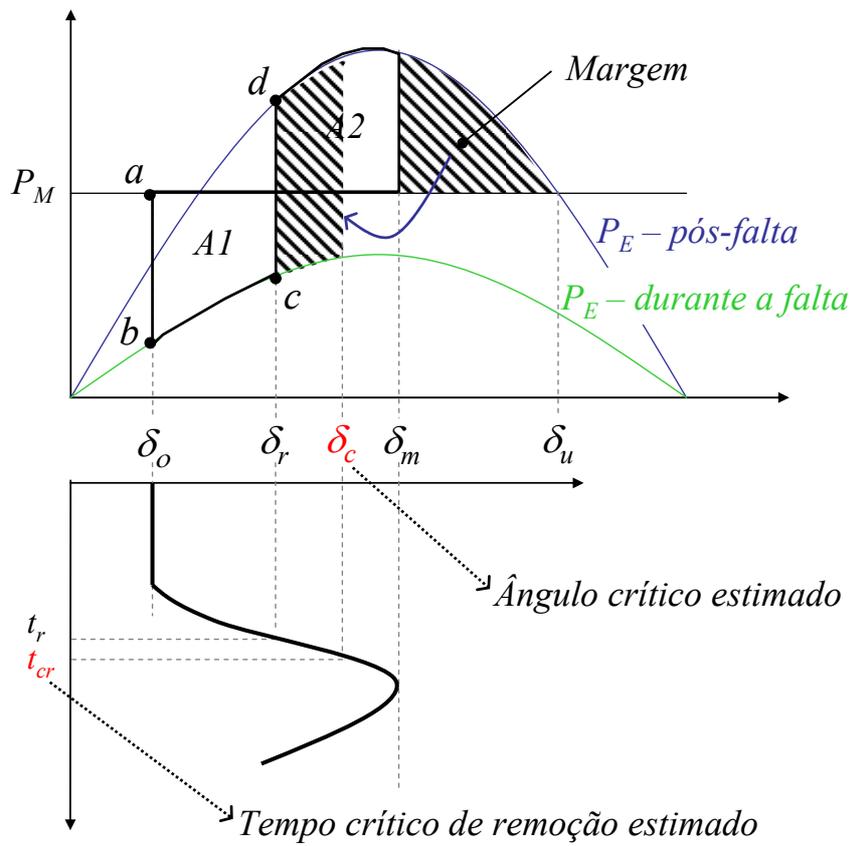


Figura 4.2 – Estimação do tempo crítico de remoção

## 4.2 – FONTES DE ERRO DO MÉTODO

De acordo com as simulações realizadas, foram detectadas algumas fontes de erros no método da máquina equivalente. São basicamente duas fontes principais de erros, uma relativa à extrapolação da curva  $P-\delta$  para a determinação da margem de estabilidade e outra com respeito à determinação do tempo crítico de remoção.

### 4.2.1 – Erros na extrapolação da curva $P-\delta$

*A severidade das contingências:*

Na aplicação em sistemas elétricos de potência reais, o comportamento transitório da curva  $P-\delta$  equivalente não apresenta um comportamento senoidal “puro” e, de um modo geral, foi observado que para contingências pouco severas, distante da instabilidade, a aplicação do método pode conduzir a erros superiores a 5 %, valor máximo aceitável adotado nesta dissertação. Isto se deve principalmente à extrapolação da curva  $P-\delta$  mal caracterizada, levando a uma área de margem distante da real.

As referências [27], [31] e [32] fazem menção à aplicação do método apenas para casos severos, próximos à perda de estabilidade. Contudo, esta dissertação adota um critério de severidade não tão rígido, de modo que o método não se restrinja apenas a casos com tempo de remoção de falta muito próximos ao tempo crítico, mas que também descarte casos pouco severos, para que, de uma maneira geral, tenham-se erros aceitáveis.

*Critério de severidade para as contingências no sistema Norte-Nordeste:*

Baseado nas simulações no sistema Norte-Nordeste, apresentadas no capítulo 5, será adotada a seguinte premissa para aplicação do método da máquina equivalente neste sistema:

➤ Serão consideradas contingências severas aquelas que provoquem uma excursão angular  $\Delta\delta$  superior a de  $60^\circ$  no regime transitório.

Esta excursão angular  $\Delta\delta$  é definida como a soma da máxima variação entre as máquinas com aceleração positiva e da máxima variação entre as máquinas com aceleração negativa. A figura 4.3 apresenta um exemplo, referente um curto trifásico aplicado na SE Sobral com perda da linha Sobral – Teresina 500 kV. A máquina que apresentou maior excursão angular positiva foi a unidade geradora da UTE TermoFortaleza (47°) e a que apresentou maior excursão angular negativa foi a unidade geradora à vapor da UTE Termo Pernambuco (23°), as quais produzem uma excursão angular  $\Delta\delta$  de 70° (47° + 23°).

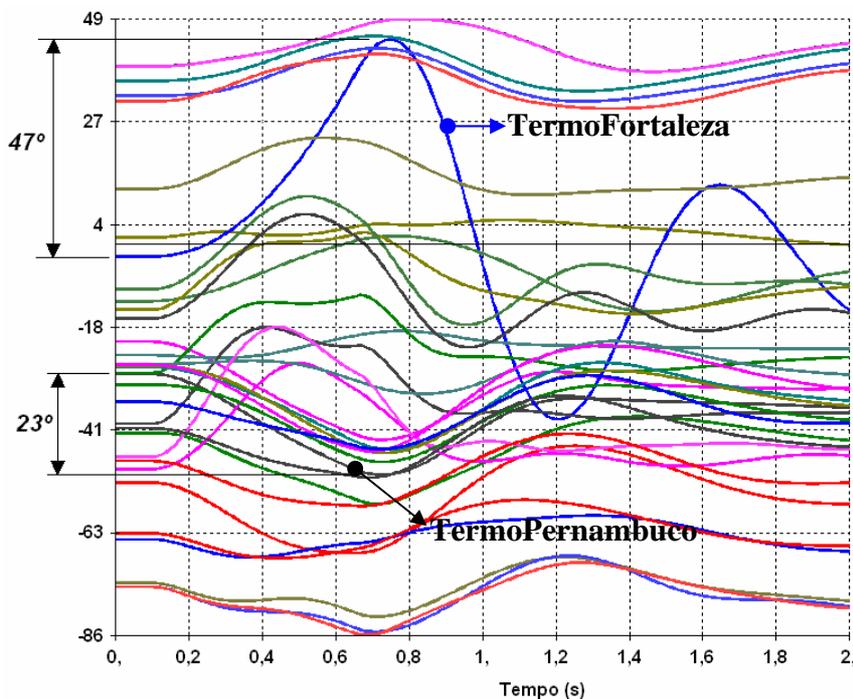


Figura 4.3 – Excursão angular  $\Delta\delta$

Salienta-se que a aplicação de um critério de severidade onde se descartam ocorrências pouco severas para aplicação desta metodologia de avaliação não pode ser considerado como causador da invalidez do método, já que, quando se trata da avaliação de margens de estabilidade, o maior interesse está focado em geral na classificação das mesmas a partir das emergências mais severas. As contingências mais brandas se apresentam geralmente bem comportadas e podem ser qualitativamente avaliadas como menos severas a partir da própria inspeção do comportamento angular das curvas ao longo do tempo.

*Desvios na curva P- $\delta$ :*

Estabelecido um critério de severidade para a aplicação do método, em paralelo com as contingências que levam a uma excursão angular suficiente para uma boa caracterização da curva  $P$ - $\delta$ , deparou-se, ainda, em alguns casos, com uma situação inconveniente. Esta inconveniência diz respeito ao comportamento da curva  $P$ - $\delta$  nas proximidades do ângulo máximo.

Para a extrapolação da curva, é recomendável não se empregar pontos próximos ao valor do ângulo máximo, pois, em alguns casos, no “retorno” ao ponto de equilíbrio, a forma da curva pode se apresentar desviada de um comportamento quadrático, prejudicando a extrapolação.

A figura 4.4 ilustra o comportamento potência ( $P$ ) x ângulo ( $\delta$ ), potência ( $P$ ) x tempo ( $t$ ) e ângulo ( $\delta$ ) x tempo ( $t$ ), da contingência curto-circuito trifásico em Xingó com saída da LT Xingó – Paulo Afonso que apresentou a característica acima mencionada.

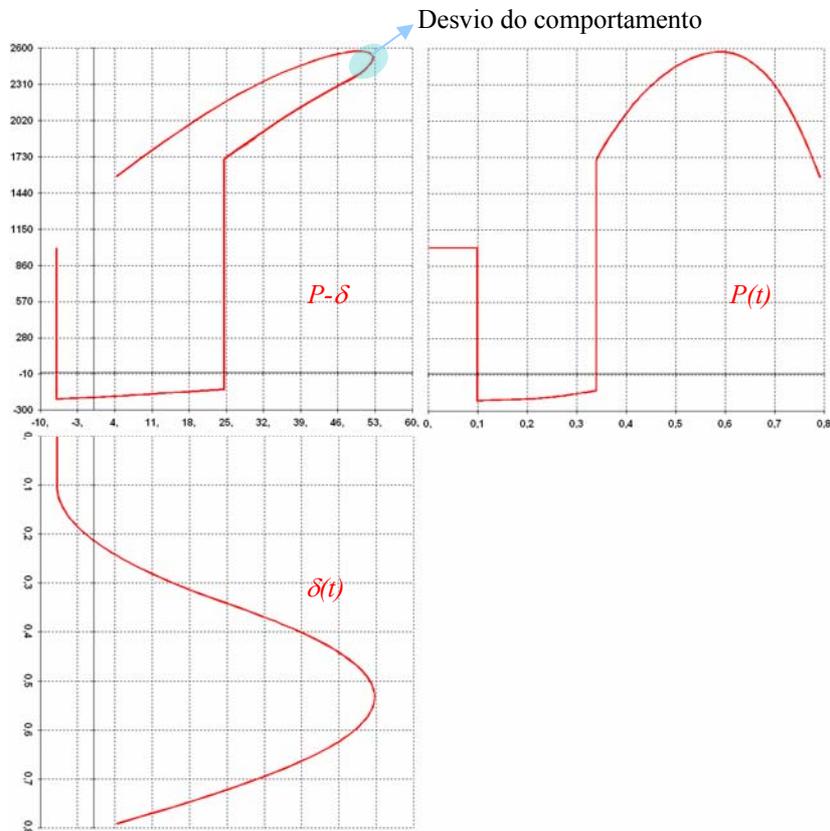


Figura 4.4 – Curvas  $P$ - $\delta$ , potência e ângulo no tempo – Contingência Xingó – P.Afonso

#### 4.2.2 – Erros na estimação do tempo crítico

A proposta de determinação do tempo crítico, onde, de posse do ângulo crítico estimado, se obtém o tempo crítico na curva  $\delta(t)$  do caso estável, pode apresentar alguma imprecisão, pois uma contingência crítica apresentaria uma curva  $\delta(t)$  com uma taxa de variação angular um pouco maior.

Como o método da máquina equivalente é aplicado a contingências severas, as imprecisões observadas não foram excessivas, apresentando erros dentro da faixa tolerável. Ainda assim, foram verificados melhores resultados quando a estimação de  $t_{cr}$  é dada através da curva extrapolada de  $\delta(t)$ , de acordo com sua variação quadrática durante a falta (conforme seção 2.5).

A figura 4.5 ilustra a obtenção do tempo crítico de remoção,  $t_{cr}$ , através da curva extrapolada de  $\delta(t)$  durante a falta.

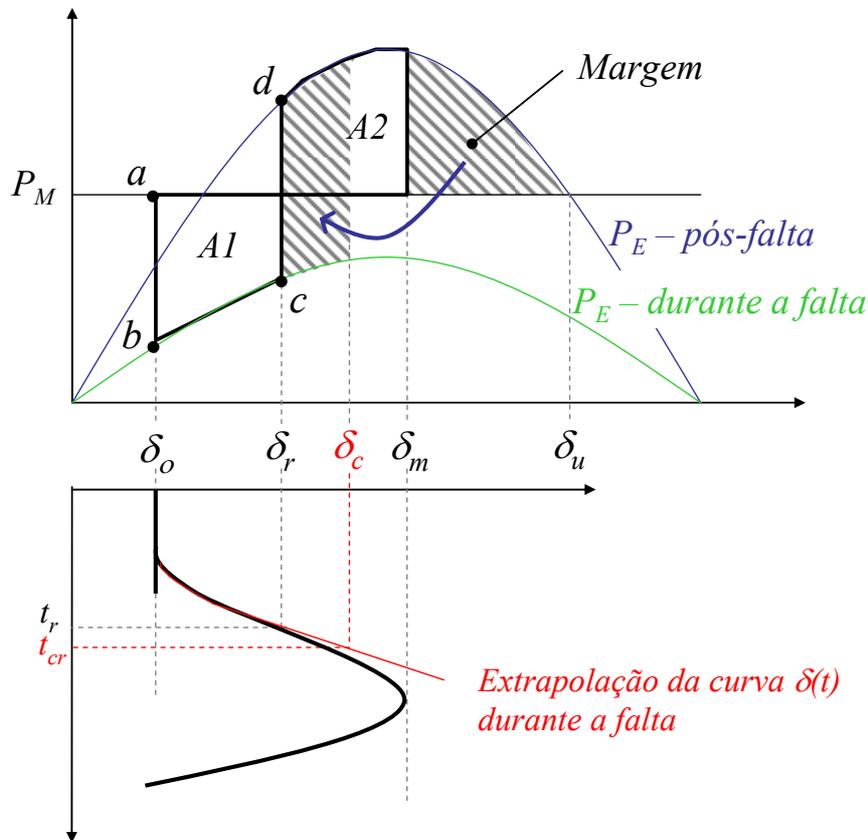


Figura 4.5 – Alternativa para estimação do tempo crítico de remoção

Pode-se ainda haver contingências em que o ângulo máximo da excursão,  $\delta_m$ , seja menor que o ângulo crítico  $\delta_c$ , não havendo como determinar o tempo crítico  $t_c$  correspondente na curva  $\delta(t)$ . Nestes casos de contingências de pequena severidade, haverá necessidade da extrapolação de  $\delta(t)$ . A figura 4.6 ilustra esta situação.

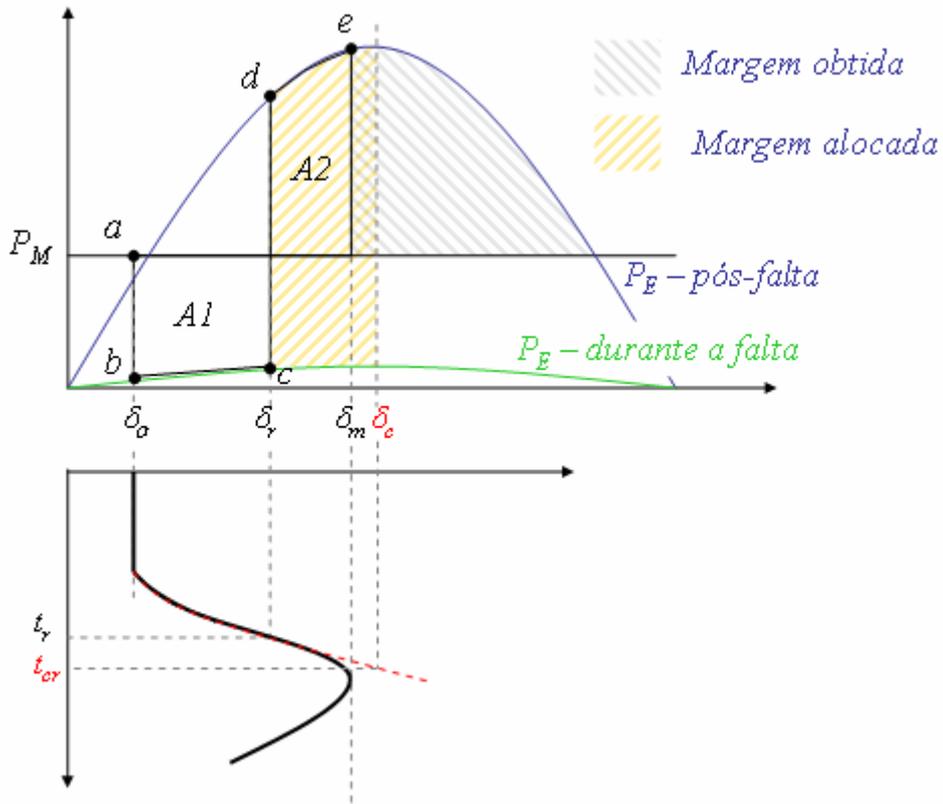


Figura 4.6 – Estimação do tempo crítico de remoção onde  $\delta_c > \delta_m$

### 4.3 – CRITÉRIOS DE AGREGAÇÃO

Como já mencionado, o sucesso da metodologia da equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema equivalente máquina-barra infinita, depende fundamentalmente da seleção das máquinas que compõem os grupos críticos e não-críticos. Diante deste desafio, foram examinados possíveis critérios de agregação que levasse a resultados com os menores erros possíveis.

De acordo com referências como [31] e [32], a identificação dos dois grupos se dá pela análise de um caso instável, onde se procura determinar o modo de separação das máquinas. Em geral, a cada passo de integração, as máquinas são classificadas em ordem decrescente de seus ângulos de rotores, expressos em relação ao COA, sendo identificada a maior diferença entre os ângulos de duas máquinas adjacentes (*gap*). O grupo crítico é então formado pelas máquinas que estão “acima deste *gap*” e o grupo não-crítico formado pelas demais máquinas.

Como nesta dissertação é proposta a análise da margem de estabilidade para ocorrências estáveis, não se terá posse de casos instáveis para a identificação do modo de separação. Isto motiva a busca por metodologias de identificação dos grupos críticos e não-críticos para casos estáveis.

Assim sendo, é discutido em seguida os principais critérios que foram julgados consistentes, de forma que, para a apreciação de cada um, será considerada uma contingência do sistema Norte-Nordeste como referência, esta é dada pelo curto-circuito trifásico na SE Boa Esperança 500 kV com saída da LT Boa Esperança – São João do Piauí. O comportamento transitório angular de todas as máquinas representadas no sistema, em relação ao COA, para a emergência de referência é ilustrado no gráfico da figura 4.7.

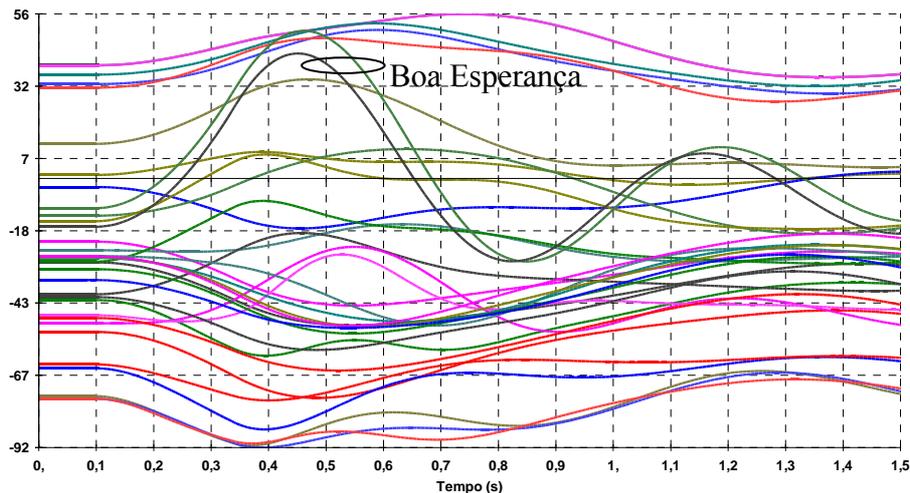


Figura 4.7 – Comportamento angular – contingência B. Esperança – S.J.Piauí

De acordo com a análise do comportamento dinâmico do sistema para esta contingência, as duas unidades geradoras da UHE Boa Esperança são candidatas a compor o grupo crítico.

Sejam os critérios de agregação:

➤ **Critério de grupos dinâmicos**

Primeiramente, com fim de monitorar as máquinas com relação à referência síncrona, foi proposto o conceito de grupos variáveis conforme o comportamento angular dos rotores das máquinas síncronas. Neste critério, a cada instante são monitorados estes ângulos, então, aqueles que estiverem acima da referência síncrona, são considerados como sendo componentes de um mesmo grupo.

O grande inconveniente encontrado foi o comportamento angular do sistema equivalente, o qual apresentou variações bruscas instantâneas quando da mudança de grupo de alguma máquina, tornando imprópria a aplicação do método.

Para exemplificação, a figura 4.8 apresenta duas ilustrações, o comportamento angular das máquinas do sistema para a contingência referencial, à esquerda, e o comportamento dos grupos crítico e não-crítico, à direita, conforme o critério indicado acima.

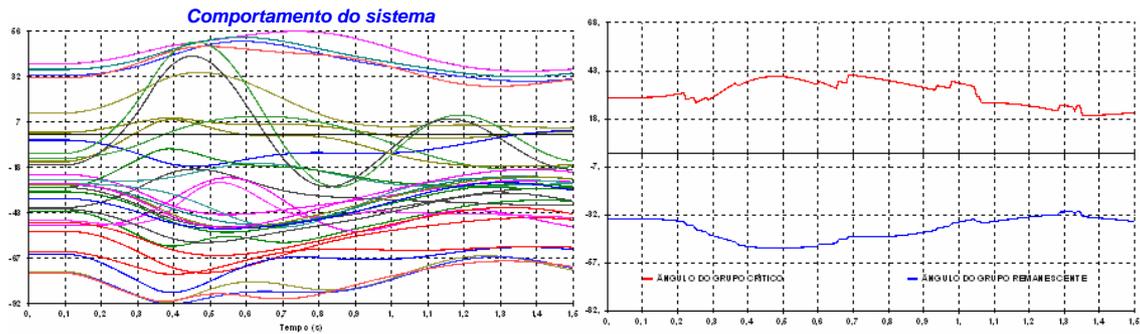


Figura 4.8 – Comportamento angular para o critério de grupos dinâmicos

Devido à inconveniência de um grupo dinâmico, partiu-se para a análise de grupos fixos.

➤ **Critério de regime permanente pós-falta**

Buscando a apreciação do desempenho do sistema em regime permanente pós-falta, são considerados neste critério os comportamentos angulares ao fim da simulação como indicadores da agregação dos grupos. Tomam-se as máquinas acima e abaixo da referência síncrona no instante final da simulação. As máquinas acima da referência são integradas a um mesmo grupo e as demais compõem o outro grupo.

Este critério não se mostrou adequado por não incorporar informação sobre o comportamento angular no período transitório. Além disso, seria necessária a simulação no tempo até a cessão das oscilações para a correta composição dos grupos.

De acordo com este critério, a contingência referencial teria como grupo crítico os geradores das usinas de Tucuruí, Peixe Angical, Fortaleza e Lajeado, cujo comportamento está ilustrado no gráfico da figura 4.9.

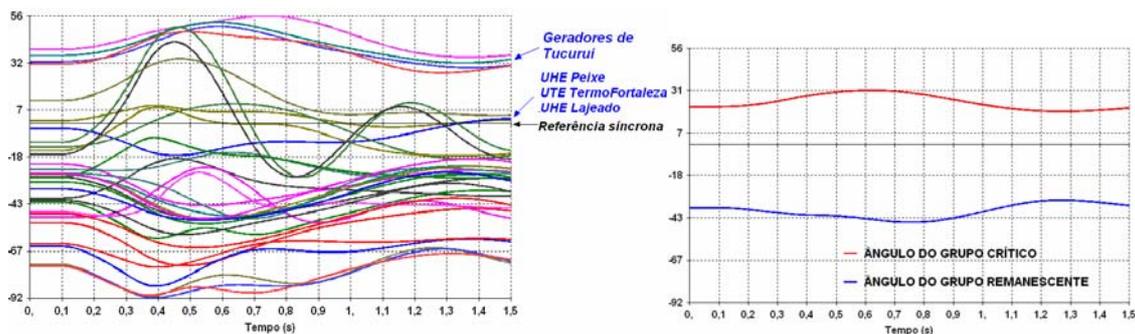


Figura 4.9 – Comportamento angular para o critério de regime permanente pós-falta

➤ **Critério de regime transitório**

Para contemplar o desempenho angular em regime transitório na formação dos grupos, foi proposta a formação dos grupos quando da ocorrência da maior excursão angular, observando-se as máquinas acima e abaixo da referência síncrona neste instante.

Este critério se mostrou adequado para diversos casos, porém, de modo especial, quando as máquinas acima da referência não apresentaram grandes excursões angulares, o critério não foi producente. A figura 4.10 ilustra o exemplo deste comportamento angular, quando o grupo é mal formado.

Este critério levaria a um grupo crítico formado pelos geradores das usinas de Tucuruí, Boa Esperança, Lajeado e Peixe e compensadores síncronos de Marabá e Vila do Conde. Nota-se que as máquinas de Marabá, Vila do Conde e Peixe, não apresentaram grandes variações angulares, sendo duvidosa a sua integração ao grupo crítico.

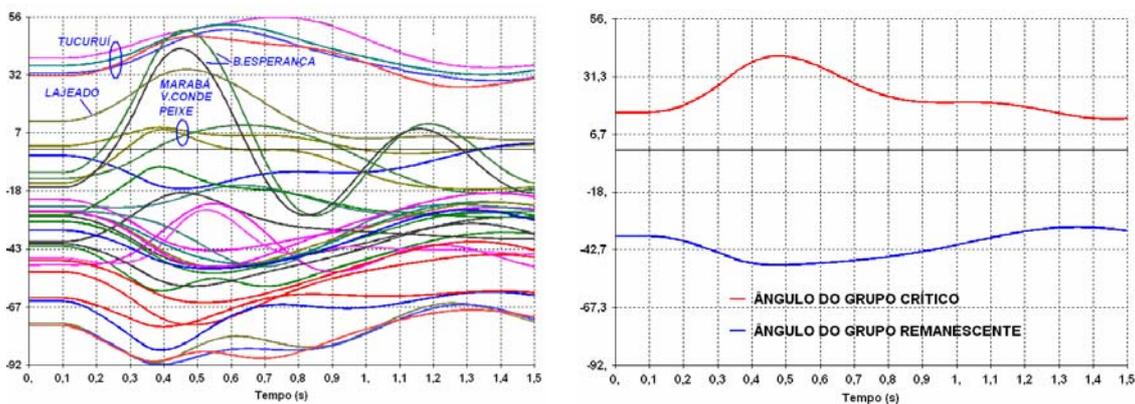


Figura 4.10 – Comportamento angular para o critério de regime transitório

➤ **Critério da aceleração inicial**

Neste critério, consideram-se como componentes do grupo crítico, todas as máquinas que apresentam uma aceleração inicial positiva. Este é um critério muito utilizado na literatura, como nas referências [26], [28] e [29]. Porém, o mesmo não é adequado para sistemas com muitas máquinas onde diversas delas podem apresentar uma aceleração inicial positiva, mas com pouca excursão angular. Este comportamento acontece de modo especial quando a contingência ocorre distante das máquinas. A figura 4.11 ilustra este caso.

Semelhantemente ao critério anterior, de regime transitório, as máquinas de Marabá, Vila do Conde e Peixe, não apresentaram grandes variações angulares.

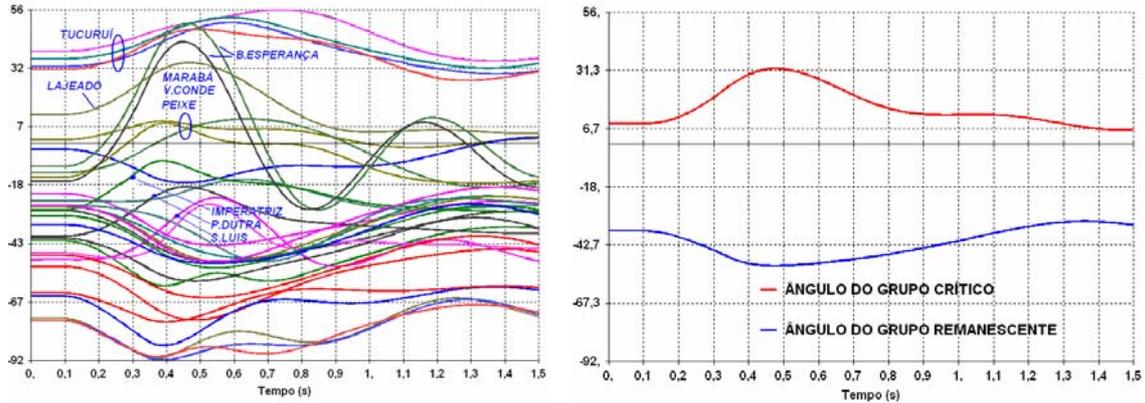


Figura 4.11 – Comportamento angular para o critério da aceleração inicial

➤ **Critério da máxima excursão**

Este critério concentra-se na máquina na qual foi observada a maior excursão angular. A metodologia consiste em considerar a máquina de maior excursão angular como integrante do grupo crítico bem como aquelas que apresentarem um comportamento coerente com ela. Todas as demais são consideradas como pertencentes ao grupo remanescente.

Embora não se tenha uma definição precisa de coerência, o conceito é bastante intuitivo. Duas máquinas são ditas coerentes se apresentam comportamento dinâmico similar, ou seja, os ângulos dos rotores e frequências são muito similares ao longo da dinâmica do sistema. Matematicamente duas máquinas podem ser ditas coerentes se:

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) = \varepsilon \tag{4.1}$$

onde  $\varepsilon$  é uma constante real e  $\delta_i$  e  $\delta_j$  são respectivamente os ângulos dos rotores das máquinas  $i$  e  $j$ .

Este critério apresentou bons resultados. Com ele é garantido que, ao menos, uma máquina do grupo crítico perderá o sincronismo quando da aplicação de um tempo de

falta maior que o tempo crítico de remoção. Na realidade, nos casos processados segundo a aplicação deste critério, todas as máquinas que integraram o grupo crítico perderam o sincronismo com o sistema, quando da aplicação de um tempo de falta maior que o tempo crítico. Isto demonstra a robustez do critério de agregação, levando o mesmo a ser adotado nesta dissertação.

Prosseguindo com a análise do caso de referência tem-se, segundo o critério adotado, as duas unidades geradores de Boa Esperança como integrantes do grupo crítico. O comportamento é ilustrado no gráfico da figura 4.12.

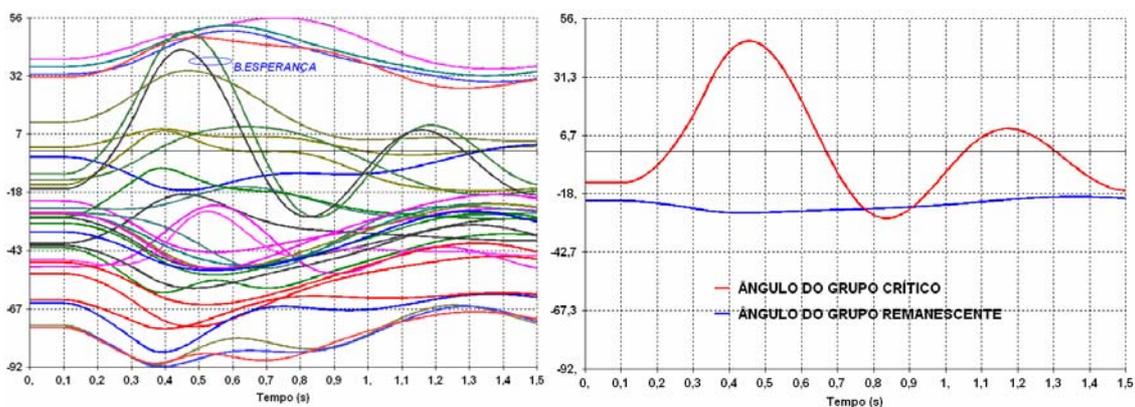


Figura 4.12 – Comportamento angular para o critério da máxima excursão

Cabe ressaltar que este critério de agregação quando aplicado a um sistema de potência real, com dezenas ou centenas de máquinas, geralmente conduz a um grupo crítico com poucas máquinas, aquelas que são mais “solicitadas” pelo impacto, e um grupo não-crítico com muitas máquinas, onde estas, apesar dos seus desempenhos distintos, com diferentes amplitudes e modos de oscilação, são equivalentadas conforme o seu COA. Os desempenhos diferentes das outras máquinas, entretanto, não levam ao comprometimento dos resultados esperados, conforme verificado no capítulo 5.

#### 4.4 – PROGRAMA AUXILIAR

Para a aplicação da metodologia proposta, foi utilizado um programa de computador auxiliar, o AVALie (AVAliação por Índices de Estabilidade), para a realização da leitura das curvas no tempo do programa de simulação por integração numérica, neste caso o ANATEM.

O AVALie foi compilado em linguagem C, com recursos de interface Windows para uma interação amigável com o usuário. Neste programa foi inserida a metodologia para a aplicação do método proposto para a detecção do tempo crítico de abertura, dado o comportamento no tempo dos ângulos dos rotores e potências elétricas ativas das máquinas do sistema em um caso estável.

Segundo a proposta desta dissertação, a metodologia foi implementada conforme o fluxograma a seguir.

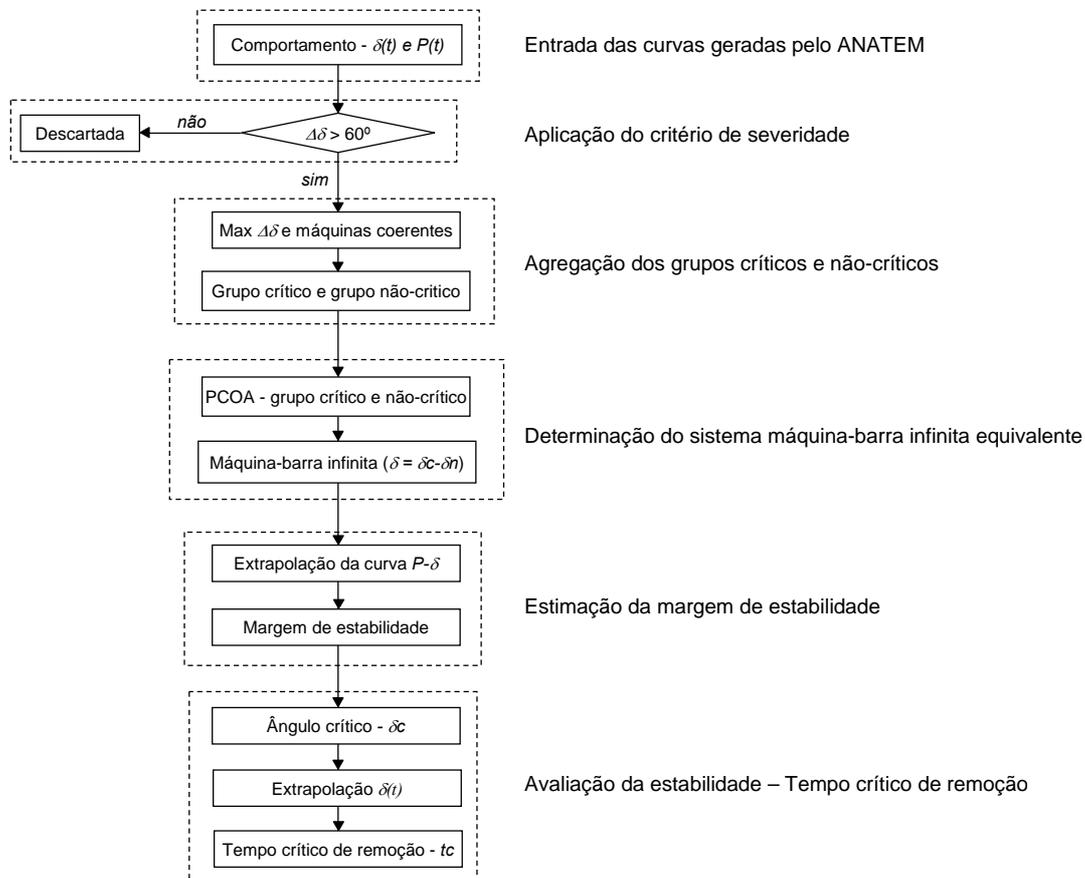


Figura 4.13 – Fluxograma do método

A proposta do programa desenvolvido é apenas a simplificação do processo de análise da estabilidade transitória com a aplicação da metodologia proposta. Em consequência, espera-se que o programa possa ser útil na aplicação em diversas áreas devido à sua capacidade de leitura das curvas de saída do ANATEM, já que a inspeção visual de diversas curvas pode ser um trabalho dispendioso e demandar muito tempo. Desta forma, o programa poderá proporcionar facilidades em estudos de planejamento, segurança dinâmica, determinação de tempo crítico, confiabilidade, avaliação de novas tecnologias em controladores, classificação de contingências, etc.

Salienta-se que toda a simulação dinâmica será realizada por método de integração numérica através do programa ANATEM. Este por sua vez, por meio de recursos de execução, pode ser responsável pela simulação de uma grande quantidade de casos em um tempo computacional aceitável para estudos *off-line* e de planejamento.

## 5

### RESULTADOS E ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

#### 5.1 – SISTEMA 3 GERADORES

Para a aplicação da metodologia proposta, serão apresentadas primeiramente, análises de contingências em um sistema teste simples baseado em [30]. O sistema é composto por 3 geradores, conforme o diagrama unifilar simplificado ilustrado na figura 5.1.

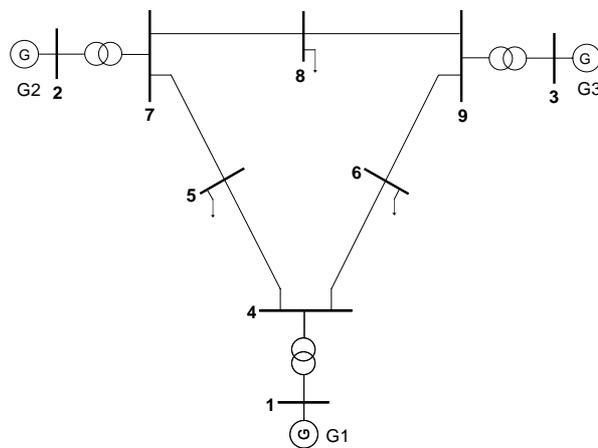


Figura 5.1- Sistema teste – 3 geradores

Os geradores foram representados pelo modelo clássico e as cargas como impedância constante. A base de dados necessária para a simulação dinâmica deste sistema é apresentada no apêndice A.

#### 5.1.1 – Avaliação das contingências

Foram processadas as contingências de perda de trechos de linhas diante de um curto-circuito trifásico em uma das barras terminais, conforme a tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Contingências no sistema teste

Designação	Descrição
7 – 8	Curto na barra 7, com abertura do trecho 7 – 8.
9 – 6	Curto na barra 9, com abertura do trecho 9 – 6.
4 – 5	Curto na barra 4, com abertura do trecho 4 – 5.

As contingências foram simuladas para um tempo de remoção de falta igual a 250 ms. O comportamento transitório de cada uma das emergências é descrito a seguir:

➤ **Contingência 7 – 8**

O desempenho geral do sistema e do correspondente equivalente máquina-barras infinita é mostrado a seguir. O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.2.

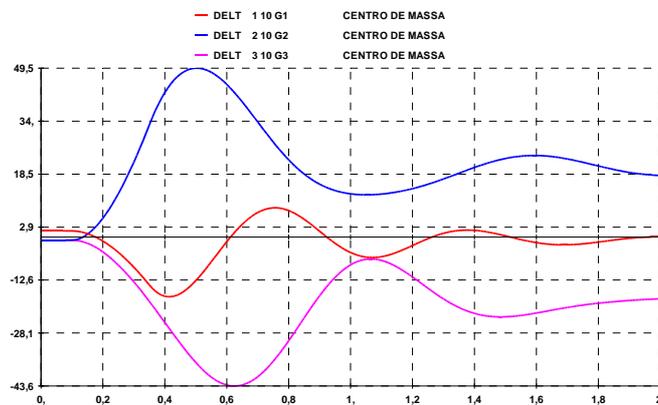


Figura 5.2 – Comportamento angular – contingência 7 – 8

Esta contingência é caracterizada pela aceleração do gerador G2, o qual foi reconhecido como componente do grupo crítico. Os geradores remanescentes, G1 e G3, formaram o grupo não-crítico. Nota-se que o grupo remanescente será composto por dois geradores com comportamentos diferentes, mas isto de forma alguma invalidou o método que se mostrou adequado, conforme esperado. O comportamento angular, dos dois grupos é ilustrado na figura 5.3.

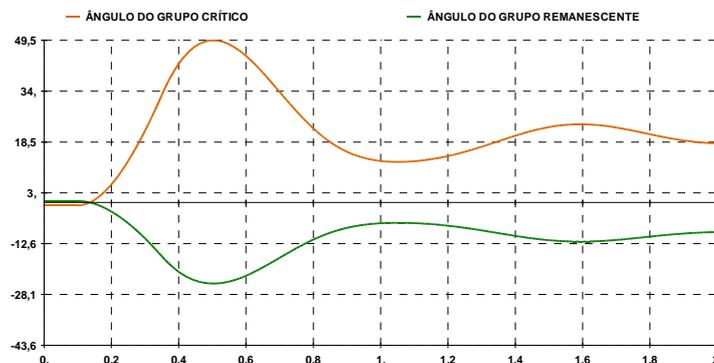


Figura 5.3 - Comportamento angular dos grupos crítico e não-crítico – contingência 7–8

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado no plano  $P-\delta$  na figura 5.4.

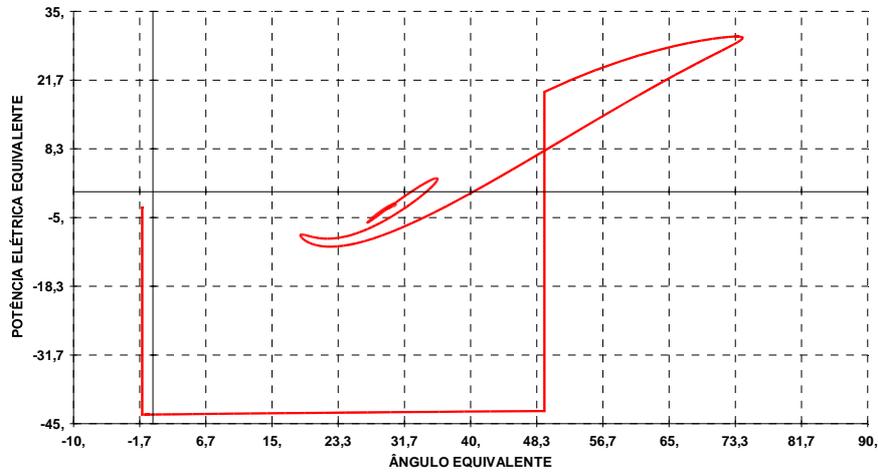


Figura 5.4 – Plano  $P-\delta$  – contingência 7 – 8

De acordo com a metodologia proposta para a detecção do tempo crítico de remoção da falta, este caso acusou um valor igual a **388 ms**.

➤ **Contingência 9 – 6**

O desempenho geral do sistema e do correspondente equivalente máquina-barras infinita é mostrado a seguir. O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.5.

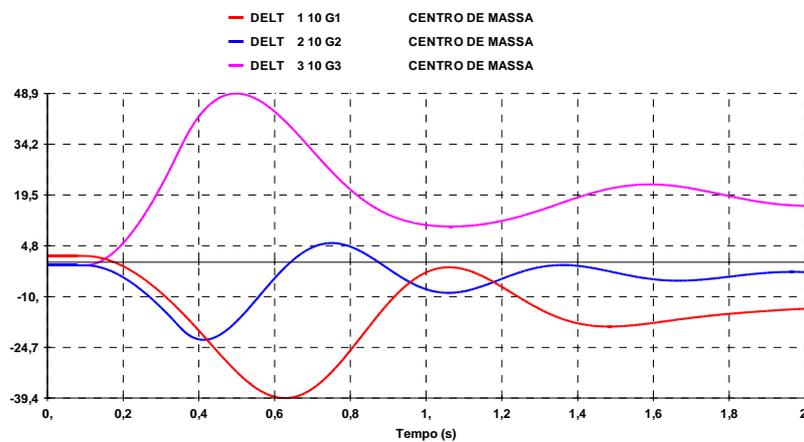


Figura 5.5 – Comportamento angular – contingência 9 – 6

Esta contingência é muito semelhante à anterior devido à construção do sistema teste. Ela é caracterizada pela aceleração do gerador G3, compondo sozinho o grupo crítico de máquinas. Os geradores remanescentes, G1 e G2, por conseguinte, formam o grupo não-crítico. O comportamento angular, dos dois grupos é ilustrado na figura 5.6.

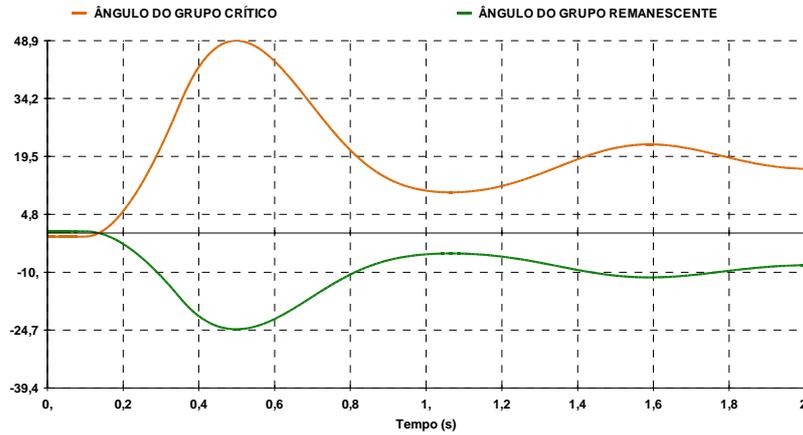


Figura 5.6 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – contingência 9 – 6

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado no plano  $P-\delta$  na figura 5.7.

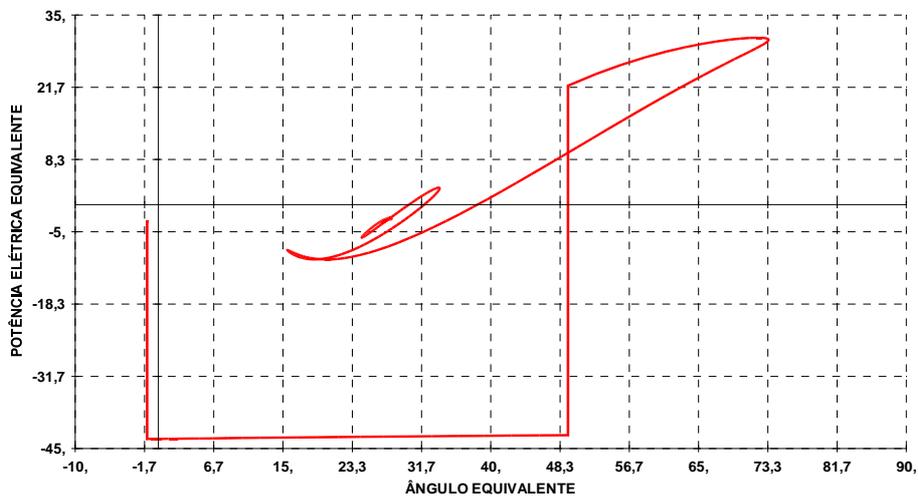


Figura 5.7 – Plano  $P-\delta$  – contingência 9 – 6

De acordo com a metodologia proposta para a detecção do tempo crítico de remoção da falta, este caso acusou um valor igual a **375 ms**.

➤ **Contingência 4 – 5**

O desempenho geral do sistema e do correspondente equivalente máquina-barra infinita é mostrado a seguir. O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.8.

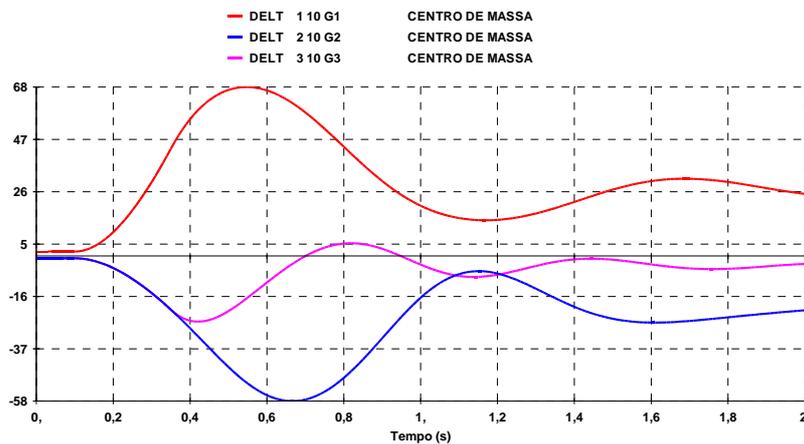


Figura 5.8 – Comportamento angular – contingência 4 – 5

Esta contingência distinguiu-se pela aceleração do gerador G1 que, novamente, compõe o grupo crítico de máquinas. Os geradores remanescentes, G2 e G3, integram o grupo não-crítico. O comportamento angular dos dois grupos é ilustrado na figura 5.9.

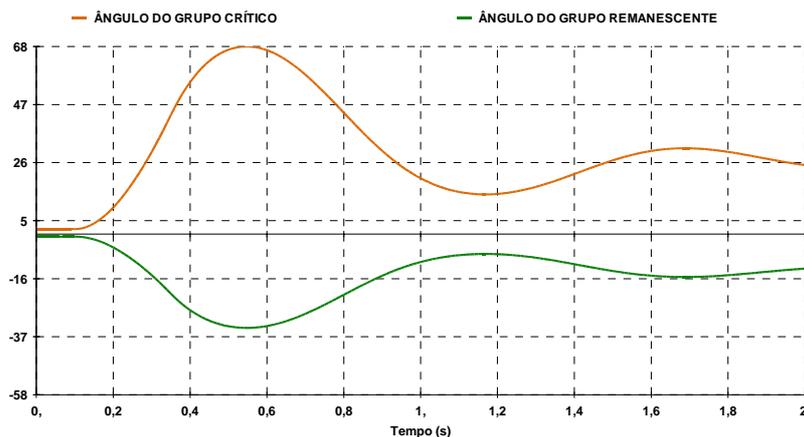


Figura 5.9 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – contingência 4 – 5

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado no plano  $P-\delta$  na figura 5.10.

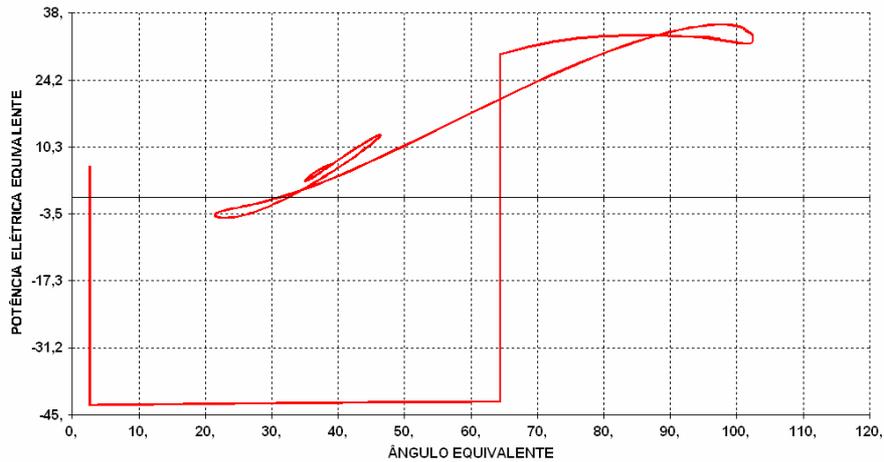


Figura 5.10 – Plano  $P-\delta$  – contingência 4 – 5

De acordo com a metodologia proposta para a detecção do tempo crítico de remoção da falta, este caso acusou um valor igual a **313 ms**.

### 5.1.2 – Análise de resultados

A tabela 5.2 fornece uma síntese das simulações e dos resultados obtidos, contendo os erros obtidos na determinação do tempo crítico de remoção.

Tabela 5.2 – Resultados do sistema teste

Contingência	$t_{cr}$ (ms)	$t_{cr}$ (ms)	ERRO (%)
	ANATEM	Estimado	
7 – 8	402	388	3,5
9 – 6	391	375	4,1
4 – 5	314	313	0,3

Cabe analisar que foi averiguada a eficiência do método para as contingências severas. Conforme observado na contingência 4 – 5, na qual o tempo de remoção da falta (250 ms) é relativamente próximo ao tempo crítico real (314 ms), o erro foi desprezível. Para as demais contingências, mais distantes da instabilidade e com desempenho muito parecido, obteve-se um erro superior, mas ainda considerado aceitável (inferior a 5 %).

## **5.2 – SISTEMA NORTE-NORDESTE BRASILEIRO**

Para a aplicação do método a um sistema elétrico de potência real foi proposta a análise do sistema Norte-Nordeste brasileiro, realizando assim a validação da metodologia proposta.

O sistema Norte-Nordeste é um subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN), figura 5.11. O diagrama unifilar simplificado apresentando a topologia do sistema Norte-Nordeste é ilustrado na figura 5.12.

A base de dados utilizada para as simulações é referente ao caso de carga pesada do Plano de Ampliação e Reforços (PAR), horizonte de ABRIL DE 2007, do Operador Nacional do Sistema (ONS). Toda a infra-estrutura para simulação dinâmica é disponibilizada na página eletrônica do ONS [33].

Salienta-se que todos os geradores são representados através de modelo completo, com seus reguladores de tensão, velocidade e estabilizadores de sistemas de potência. As cargas são modeladas através do modelo ZIP. Neste trabalho adotou-se a representação com 75 % de impedância constante para a parte ativa da carga e 100 % de impedância constante para a parte reativa da carga. Existe ainda uma carga especial referente à ALUMAR, empresa de produção de alumínio. Estão também representados todos os compensadores estáticos de reativo. O apêndice B contém os principais equipamentos do sistema Norte-Nordeste.

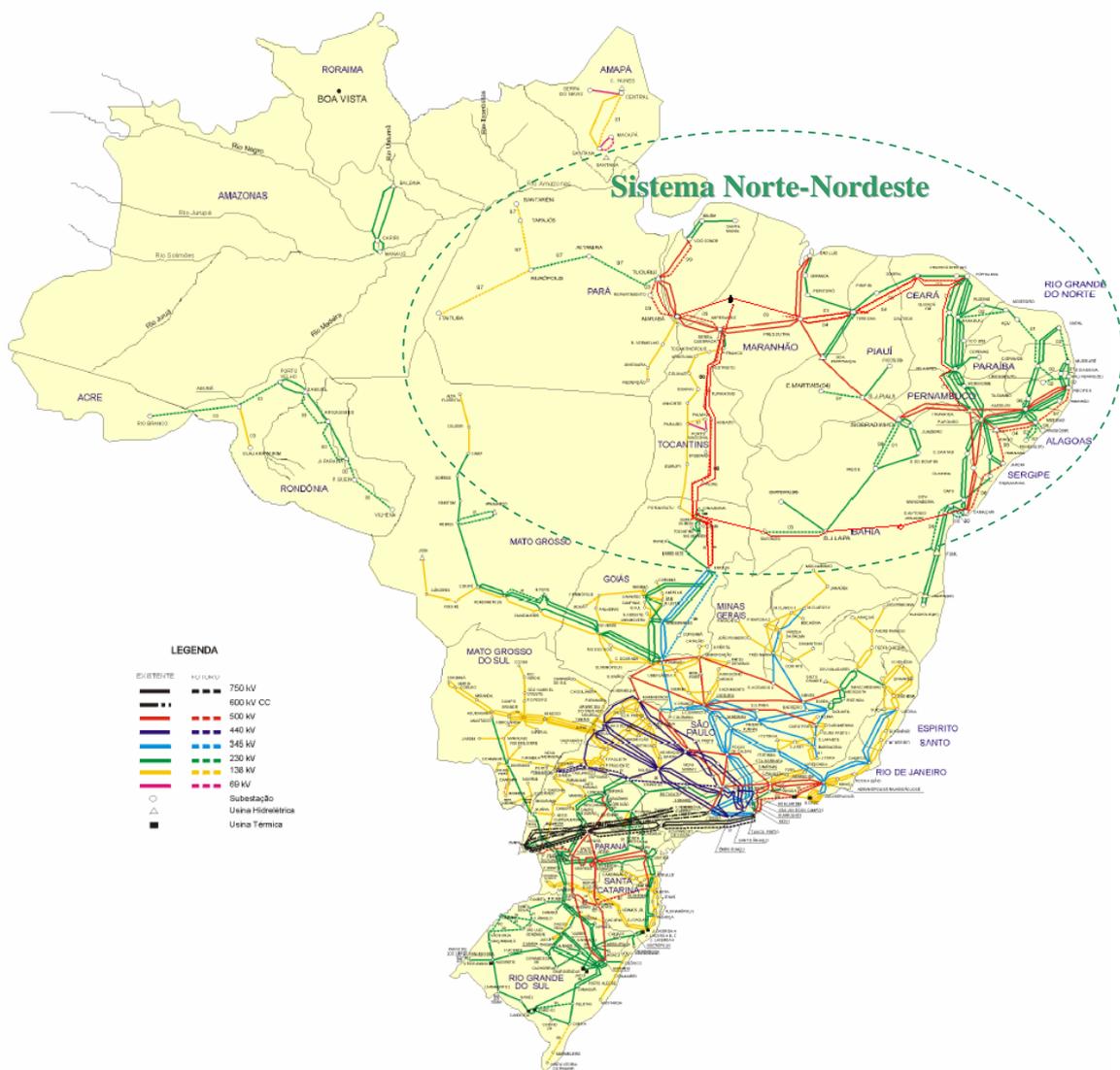


Figura 5.11 – Sistema Interligado Nacional

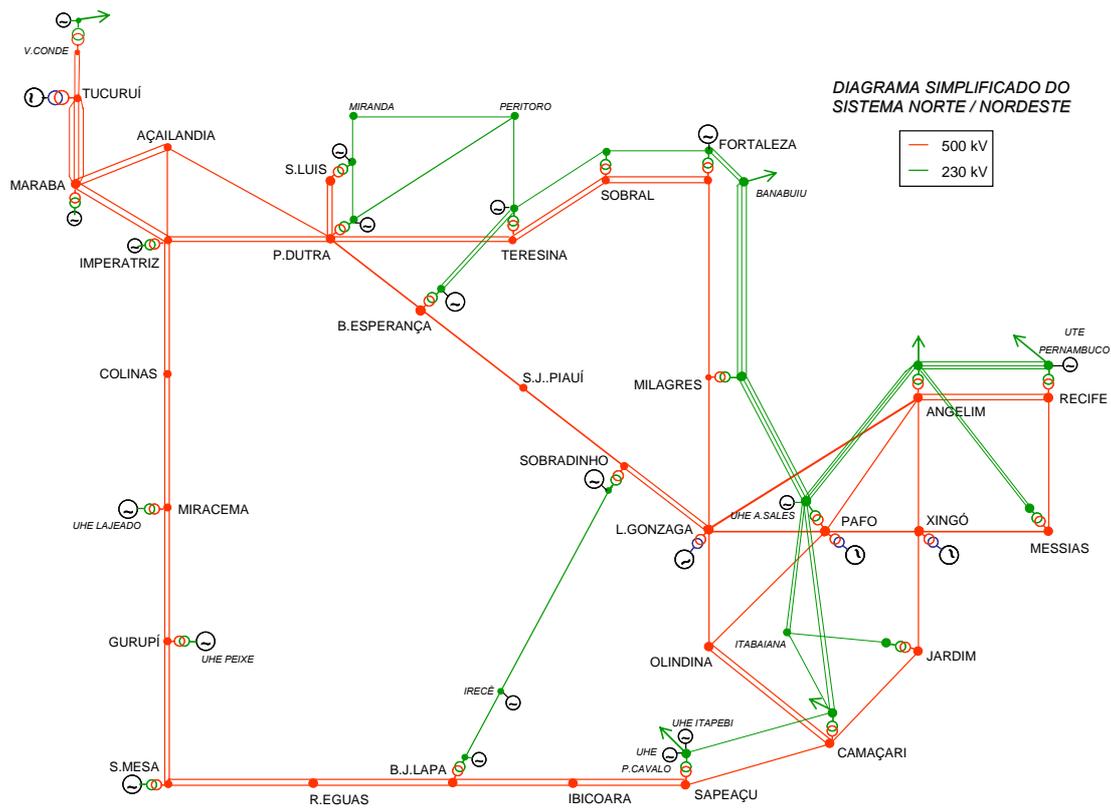


Figura 5.12 – Diagrama unifilar simplificado do sistema Norte-Nordeste

### 5.2.1 – Avaliação das contingências

Foram processadas todas as contingências de perda simples em linha de transmissão da rede de 500 kV, consistindo na saída de um circuito precedida de um curto-circuito trifásico em uma das barras terminais. A tabela B.2, no apêndice B, apresenta a listagem das contingências.

A seguir é apresentado o comportamento dinâmico e feita a avaliação da aplicação da metodologia a algumas das contingências simuladas, e que retratam perfeitamente o comportamento do sistema frente a todas as demais ocorrências. Serão apresentados os desempenhos transitórios do sistema e do correspondente equivalente máquina-barras infinita.

➤ **Curto-circuito na SE Tucuruí 500 kV e saída de 1 circuito Tucuruí – Marabá**

Esta se mostrou como sendo a contingência mais severa, apresentando o menor tempo crítico de remoção. A simulação se deu com um tempo de remoção da falta igual a 80 ms, para o qual foi observada uma variação angular de  $106^\circ$ . O desempenho do sistema e do correspondente equivalente máquina-barra infinita é mostrado a seguir.

O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.13.

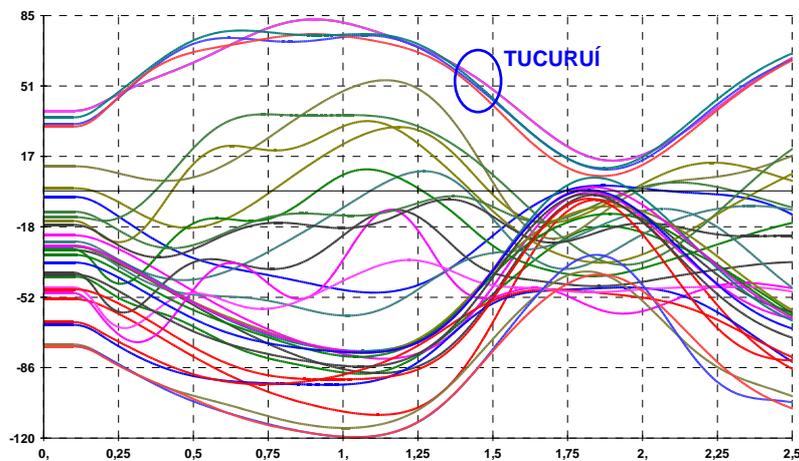


Figura 5.13 – Comportamento angular – Contingência Tucuruí – Marabá

O grupo de máquinas críticas foi composto pelas unidades geradoras da UHE Tucuruí. O comportamento angular, referido ao PCOA de cada um dos dois grupos, é ilustrado na figura 5.14.

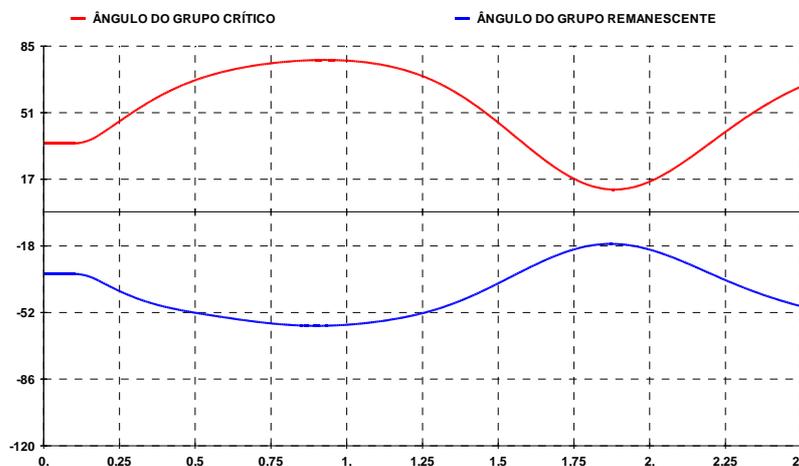


Figura 5.14 - Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico - Cont. Tucuruí-Marabá

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado na figura 5.15.

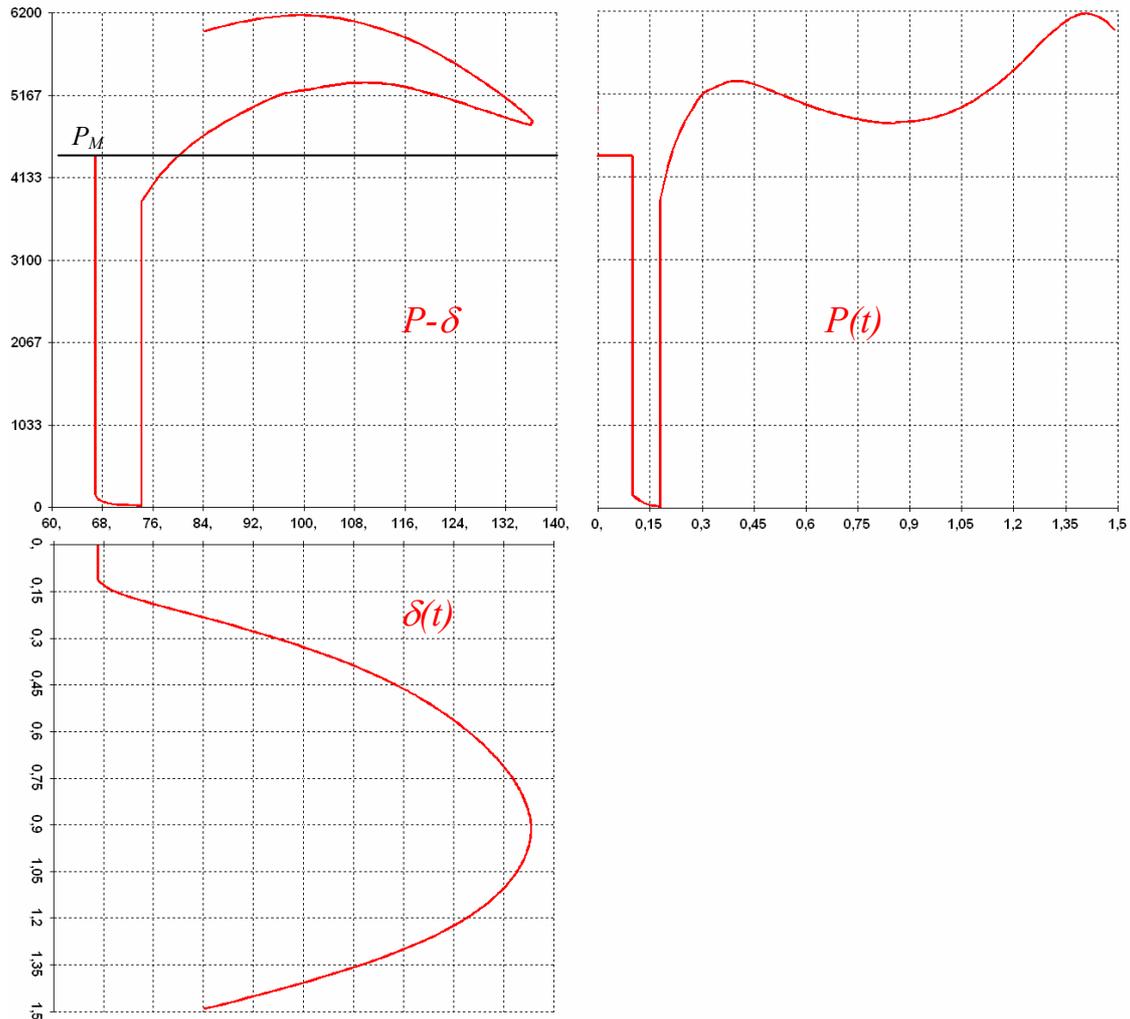


Figura 5.15 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência Tucuruí – Marabá

Nota-se que esta contingência está bem próxima da perda de sincronismo, conforme indicado pela curva  $P-\delta$ . O procedimento determinado pelo método, com a extrapolação da curva  $P-\delta$  para a determinação da margem de estabilidade, levou a um valor de tempo crítico de remoção igual a **82 ms**.

➤ **Curto-circuito na SE Luiz Gonzaga 500kV e saída LT L.Gonzaga – Olindina**

Para contemplar um caso mais distante da instabilidade, é apresentada esta contingência, simulada com tempo de remoção da falta igual a 320 ms, para a qual é observada uma variação angular de 91°. O desempenho do sistema geral e do correspondente equivalente máquina-barras infinita é mostrado a seguir

O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.16.

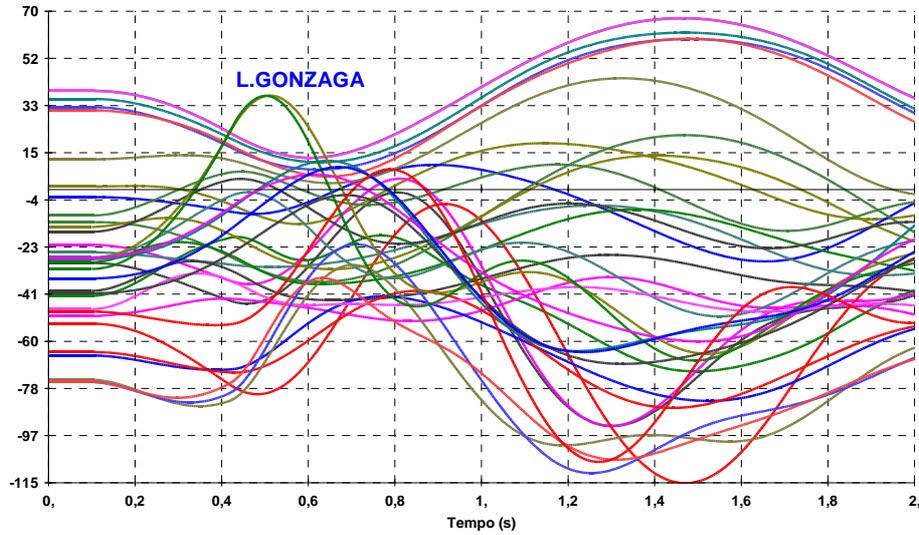


Figura 5.16 – Comportamento angular – Contingência L.Gonzaga – Olindina

Esta contingência é caracterizada pelo desempenho coerente das duas máquinas da UHE Luiz Gonzaga, próximas ao local do curto. Este comportamento levou as mesmas a compor o grupo de máquinas críticas. Nota-se que o grupo remanescente ficou composto por máquinas com comportamento caracterizado por diferentes modos de oscilação, o que não resultou em qualquer dificuldade ou invalidez do método. Os resultados se revelaram como esperado, o que demonstra a robustez do método estabelecido. O comportamento angular, em relação aos PCOA de cada grupo, é ilustrado na figura 5.17.

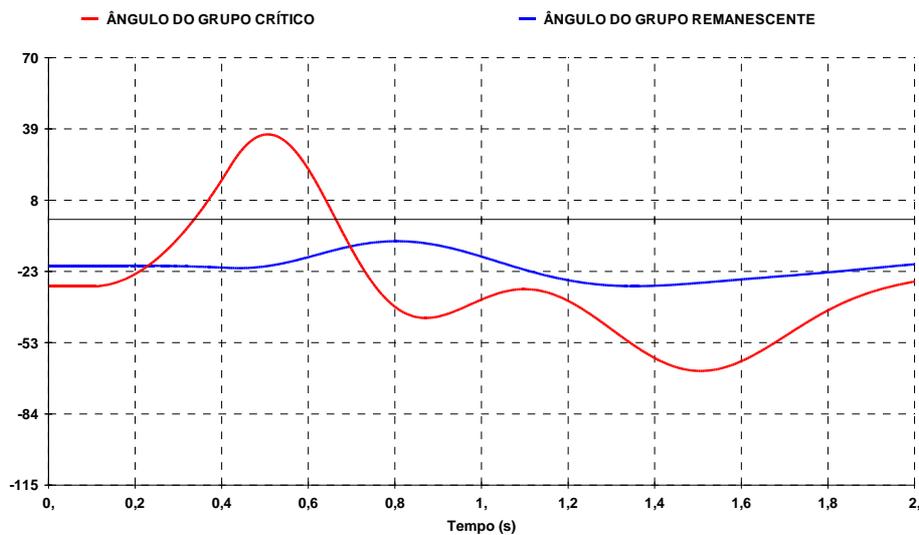


Figura 5.17 - Comportamento angular dos grupos crítico e não-crítico - Contingência L.Gonzaga-Olindina

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado na figura 5.18.

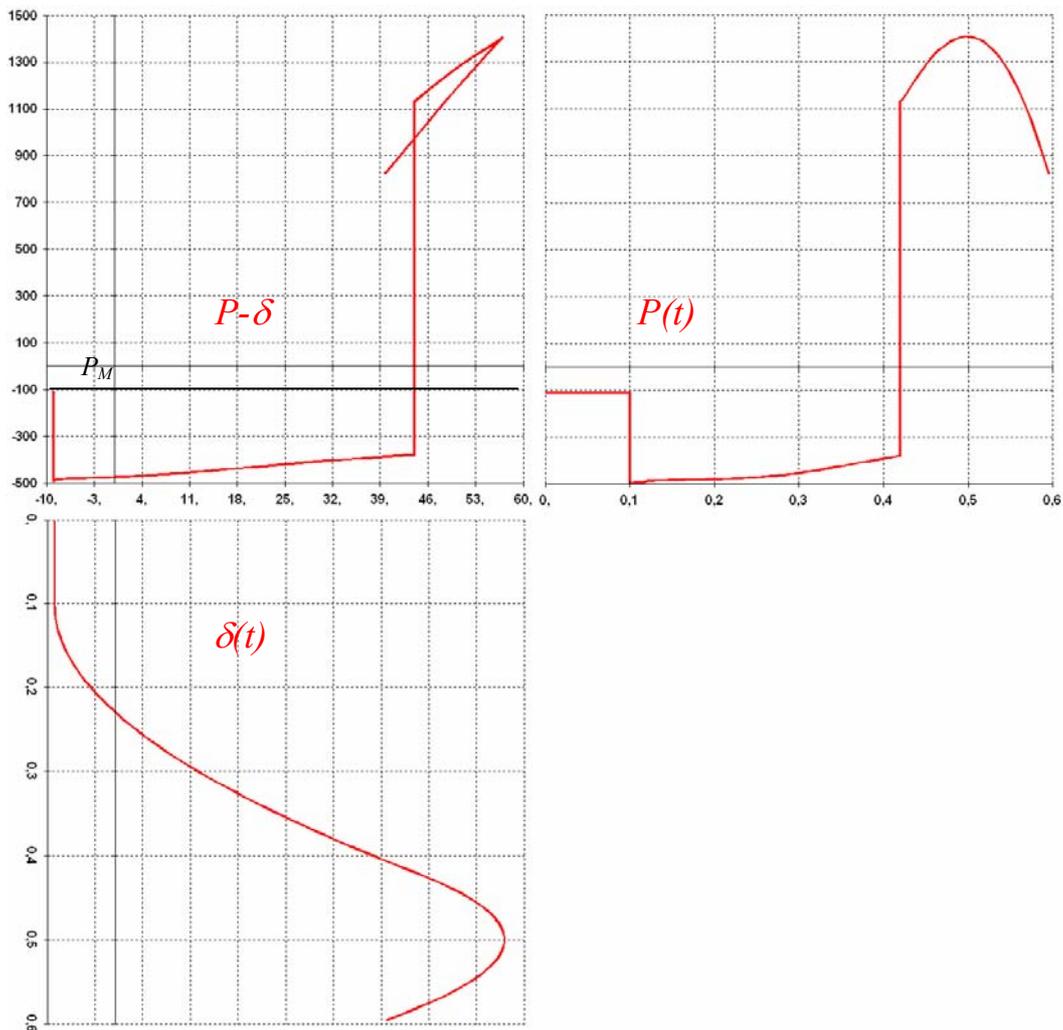


Figura 5.18 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência L.Gonzaga – Olindina

O procedimento do método, com a extrapolação da curva  $P-\delta$  para a determinação de uma margem, levou a um valor de tempo crítico de remoção igual a **477 ms**.

➤ **Curto-circuito na SE Xingó 500 kV e saída da LT Xingó – Paulo Afonso**

Esta contingência foi simulada com tempo de remoção da falta igual a 240 ms, para o qual foi observada uma excursão angular de 83°. O desempenho do sistema geral e do correspondente equivalente máquina-barras infinita é mostrado a seguir.

O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.19.

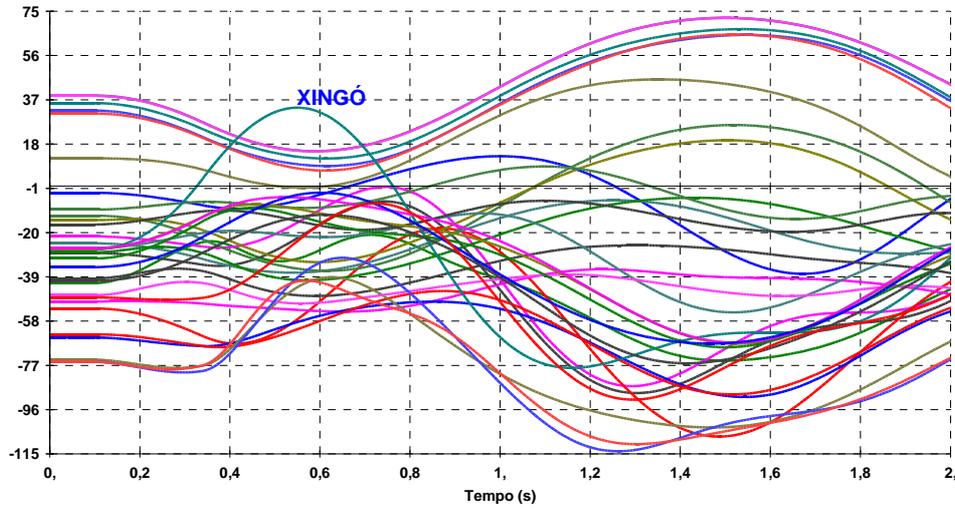


Figura 5.19 – Comportamento angular – Contingência Xingó – P.Afonso

Nesta contingência apenas o gerador da usina de Xingó foi detectado como componente do grupo crítico. O comportamento angular, definido em relação ao PCOA de cada grupo, é ilustrado na figura 5.20.

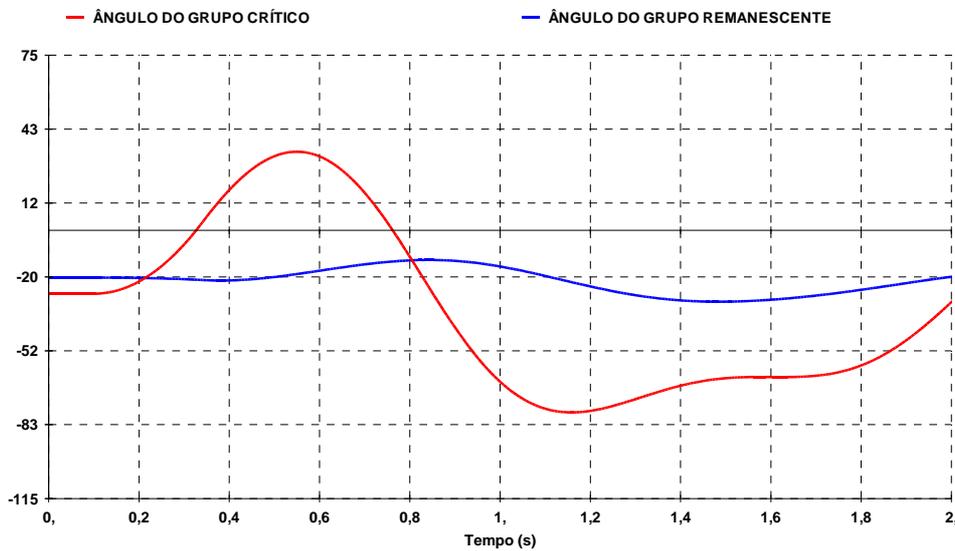


Figura 5.20 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência Xingó – P.Afonso

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado na figura 5.21.

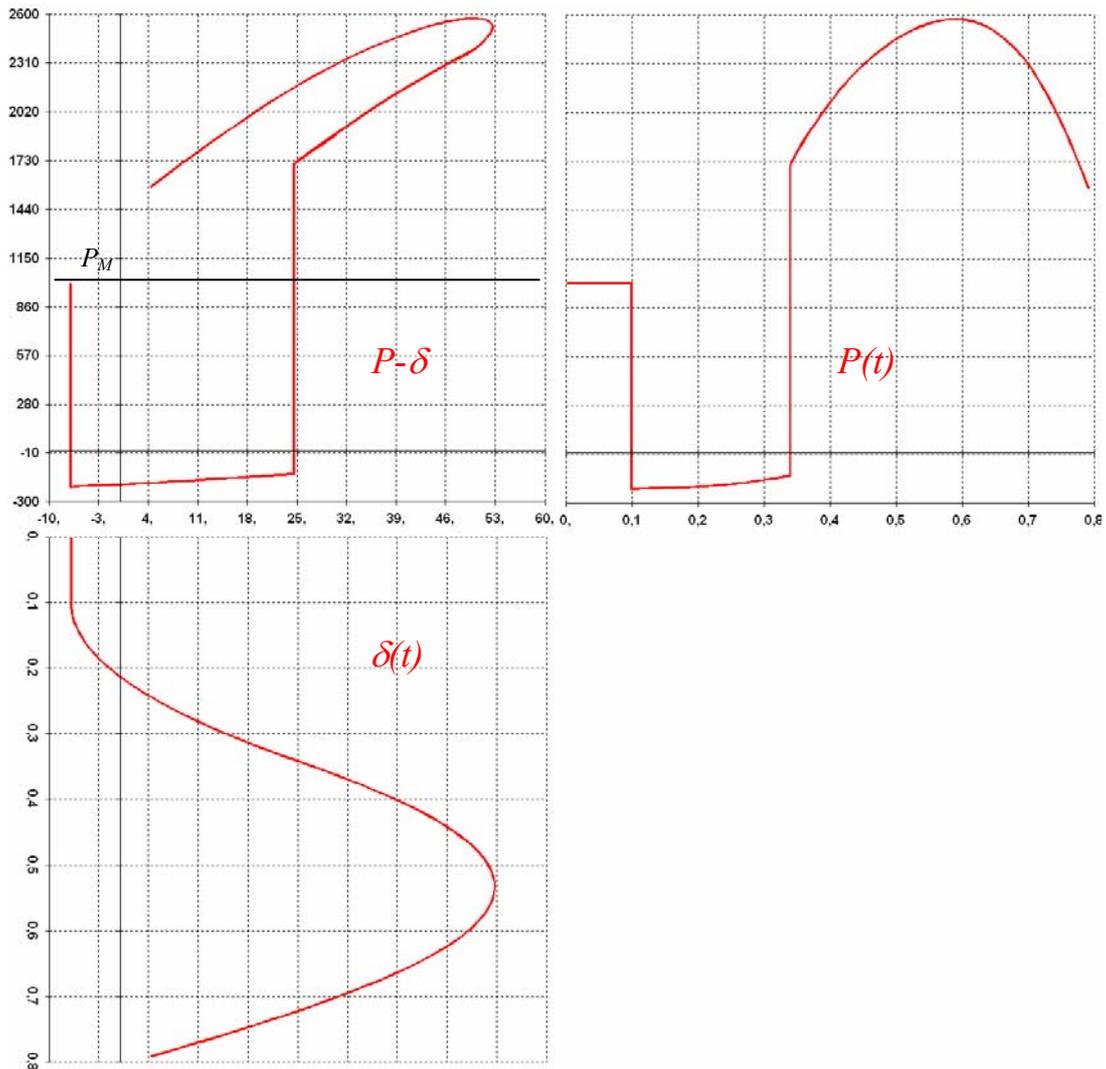


Figura 5.21 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência Xingó – P.Afonso

O procedimento do método, com a extrapolação da curva  $P-\delta$  para a determinação de uma margem, levou a um valor de tempo crítico de remoção igual a **331 ms**.

➤ **Curto-circuito na SE Paulo Afonso 500 kV saída LT Paulo Afonso – Olindina**

Esta contingência foi simulada com tempo de remoção da falta igual a 240 ms, para o qual foi observada uma variação angular de 68°. O desempenho do sistema geral e do correspondente equivalente máquina-barras infinita é mostrado a seguir.

O comportamento transitório angular das máquinas do sistema é ilustrado no gráfico da figura 5.22.

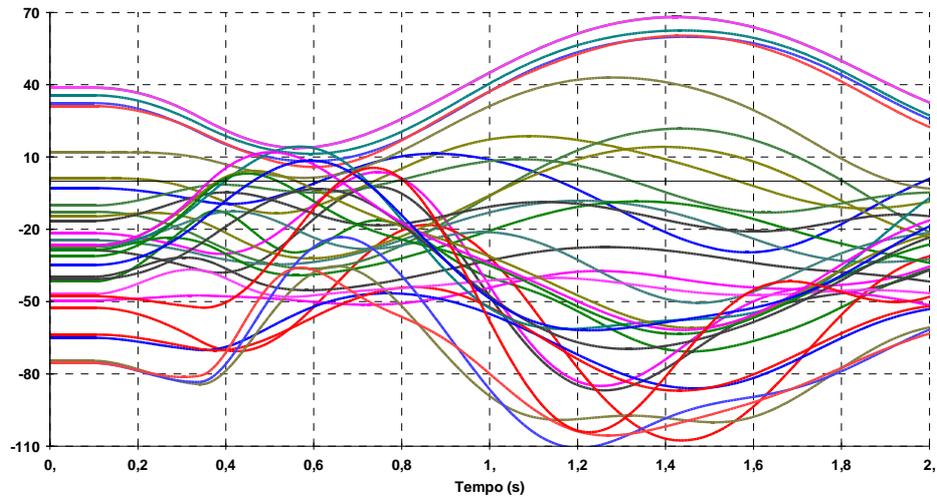


Figura 5.22 – Comportamento angular – Contingência P.Afonso – Olindina

Esta contingência é caracterizada pela presença de várias máquinas próximas ao local de ocorrência do curto, as quais aceleraram conjuntamente, sendo um caso de difícil composição do grupo crítico, tendo em vista diversos geradores candidatos.

Segundo o critério de agregação das máquinas críticas adotado nesta dissertação, foram integrados ao grupo crítico, o gerador da usina de Xingó e os geradores 3 e 4 da usina de Paulo Afonso. Esta composição revelou bom resultado para a equivalência do sistema máquina-barra infinita, validando o critério de agregação adotado.

O comportamento angular, conforme o PCOA, dos dois grupos é ilustrado na figura 5.23.

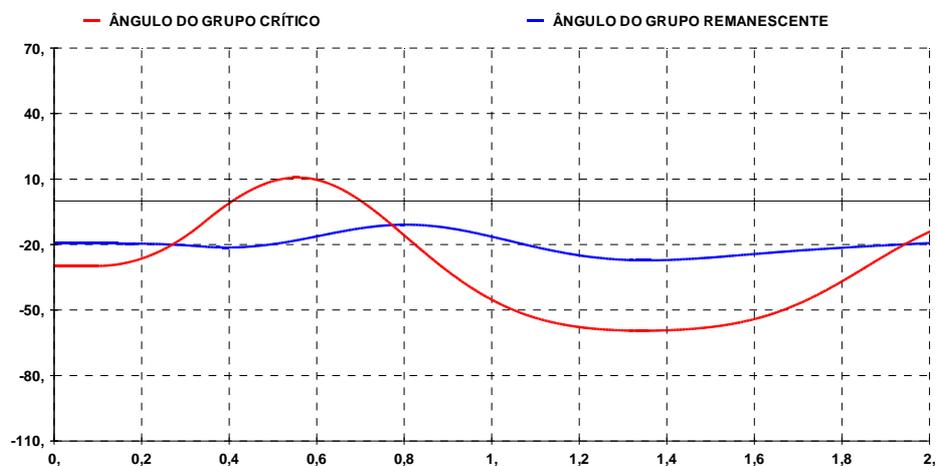


Figura 5.23 – Comportamento angular do grupo crítico e não-crítico – Contingência P.Afonso – Olindina

O comportamento da máquina equivalente é ilustrado na figura 5.24.

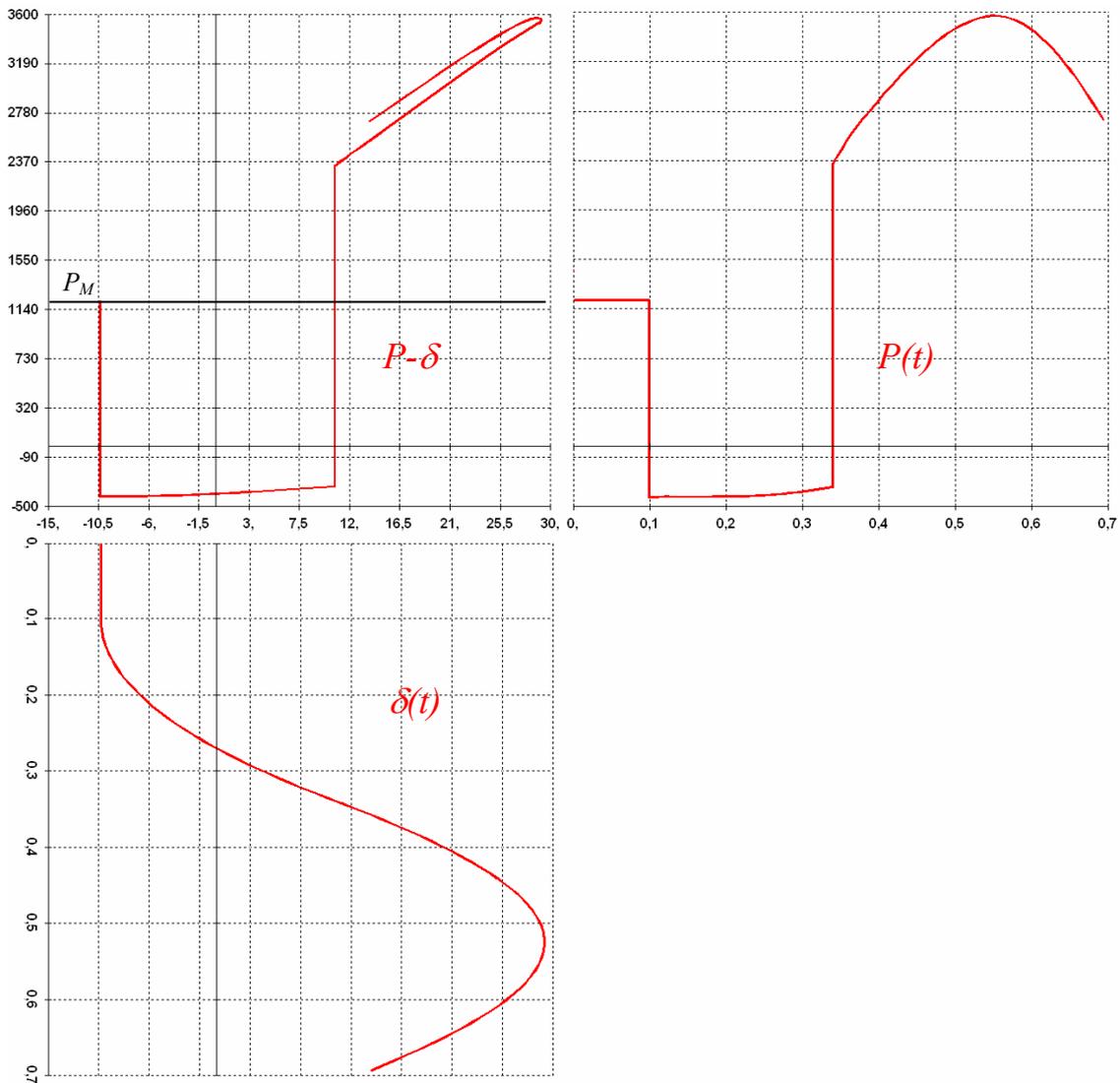


Figura 5.24 – Plano  $P-\delta$  e potência e ângulo no tempo – Contingência P.Afonso – Olindina

O procedimento do método, com a extrapolação da curva  $P-\delta$  para a determinação de uma margem, levou a um valor de tempo crítico de remoção igual a **519 ms**.

### 5.2.2 – Análise de resultados

Diante das simulações apresentadas neste capítulo, são apresentados o diagrama da figura 5.25 e a tabela 5.3 que fornecem uma síntese dos resultados obtidos e registram os erros obtidos na determinação do tempo crítico de remoção.

O gráfico da figura 5.25 apresenta a distribuição dos erros encontrados na simulação das contingências na rede de 500 kV do sistema Norte – Nordeste.

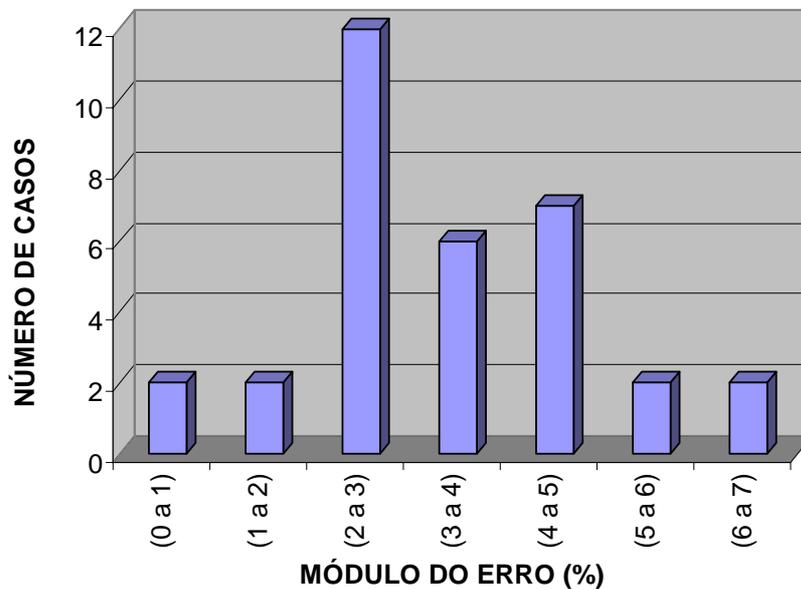


Figura 5.25 – Distribuição dos erros para o sistema Norte-Nordeste

A tabela 5.3 sumariza os resultados das simulações apresentando nas suas colunas a contingência aplicada, o tempo de duração da falta, a conseqüente variação  $\Delta\delta$  observada, o tempo crítico de remoção real obtido por tentativa e erro com o ANATEM, o tempo crítico de remoção estimado pelo método proposto e finalmente os erros deparados.

A fim de se levar em conta o critério de severidade para a aplicação da metodologia conforme a seção 4.2.1, ou seja,  $\Delta\delta > 60^\circ$ , foram simuladas as contingências com tempo de falta igual a k vezes o tempo da proteção, até que  $\Delta\delta > 60^\circ$ , sendo  $k = 1, 2, 3...$

O tempo da proteção tomado foi o adotado pelo ONS para redes de 500kV, 80 ms.

Tabela 5.3 – Resultados do sistema Norte-Nordeste

CONTINGENCIA (LTs 500 kV N-NE)	TEMPO DE	$\Delta\delta$	$t_{cr}$ (ms)	$t_{cr}$ (ms)	ERRO (%)
	FALTA (ms)	(graus)	ANATEM	Estimado	
Tucuruí – Vila do Conde	80	65	99	104	5,0
Tucuruí – Marabá	80	106	84	82	-2,4
Marabá – Açailândia	80	73	89	92	3,4
Marabá – Imperatriz	80	67	95	99	4,2
Imperatriz – Açailândia	80	47 *	117	123	4,8
Açailândia – Presidente Dutra	80	55 *	118	123	4,1
Imperatriz – Colinas	80	43 *	125	124	-0,8
Imperatriz – Presidente Dutra	80	44 *	134	129	-3,7
Presidente Dutra – São Luiz	160	60	222	234	5,4
Presidente Dutra – Teresina	160	61	224	230	2,7
Boa Esperança – Presidente Dutra	240	76	334	352	5,4
Sobral – Teresina	560	70	770	754	2,1
Fortaleza – Sobral	320	55 **	473	454	-4,0
Fortaleza – Miracema	320	55 **	483	513	6,2
São Luis Gonzaga – Milagres	320	89	509	527	3,5
Boa Esperança – S. João do Piauí	240	81	378	368	-2,6
Sobradinho – São João do Piauí	320	85	476	448	-2,3
Sobradinho – São Luis Gonzaga	320	81	508	509	0,2
São Luis Gonzaga – Angelim	320	92	504	519	3,0
Paulo Afonso – São Luis Gonzaga	320	95	476	484	1,7
São Luis Gonzaga – Olindina	320	91	502	477	-5,0
Paulo Afonso – Angelim	240	67	506	541	6,9
Xingó – Paulo Afonso	240	83	344	331	-3,8
Paulo Afonso – Olindina	240	68	505	519	2,8
Xingó – Angelim	240	97	386	375	-2,8
Xingó – Messias	240	98	390	379	-2,8
Xingó – Jardim	240	71	389	379	-2,6
Recife – Angelim	400	69	744	736	-1,1
Recife – Messias	400	70	742	767	3,4
Camaçari – Jardim	160	69	243	232	-4,5
Camaçari – Olindina	160	69	246	239	-2,8
Camaçari – Sapeaçu	160	68	244	233	-4,5
Sapeaçu – Ibicoara	160	63	245	238	-2,9

\* Nestes casos, o valor de  $\Delta\delta$  abaixo de  $60^\circ$  é justificado porque um tempo de falta de 160 ms seria maior que o tempo crítico  $t_{cr}$ . Registre-se que os erros obtidos foram aceitáveis.

\*\* Nestes casos foram mantidos valores de  $\Delta\delta$  abaixo de  $60^\circ$  porque a aplicação de um tempo de remoção de 400 ms proporcionou uma grande excursão angular. Interessante notar que um dos casos apresentou erro aceitável e o outro não muito distante da tolerância.

A contingência Paulo Afonso – Angelim foi a que apresentou o maior erro. Cabe notar que o valor de  $\Delta\delta$  é de  $67^\circ$ . Se considerado um relaxamento no critério de severidade, o método poderá encontrar valores dentro da faixa admissível, uma vez que, em geral, notam-se erros menores para casos mais severos, ou seja, de maiores excursões angulares.

## 6

### CONCLUSÕES

Esta dissertação procura remover uma das dificuldades da metodologia de avaliação no tempo da estabilidade transitória dos sistemas de potência através de simulações por integração numérica: a medida da margem de estabilidade do sistema.

A partir do exame dos métodos diretos para avaliação da estabilidade, o trabalho propõe a utilização de uma metodologia fundamentada no conceito de equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema equivalente máquina-barras infinita.

A aplicação da metodologia da máquina equivalente, apoiada na análise da curva *Potência-Ângulo* ( $P-\delta$ ), permite a obtenção explícita de um valor para a margem de estabilidade. Nesta dissertação, esta margem é aplicada para estimar o valor do tempo crítico de remoção da falta, utilizado como indicador da margem de estabilidade.

Primeiramente, foi proposto um sistema teste de pequeno porte, para o qual a metodologia forneceu erros dentro da faixa admissível adotada de 5 %.

A validação da metodologia proposta foi realizada através da avaliação de casos de estabilidade do sistema Norte-Nordeste brasileiro, sendo obtidos resultados muito atrativos. O erro de avaliação do tempo crítico foi inferior a 5% na quase totalidade dos casos simulados. O caso de erro máximo se situou em 6,9 %.

A metodologia proposta apresenta erros tanto menores justamente nos casos em que isto é mais necessário, os casos de contingência de maior severidade. Isto permite que haja uma adequada determinação das máquinas críticas do sistema e que se resulte uma excursão angular suficientemente grande para a determinação mais precisa das margens de estabilidade.

A implementação da metodologia foi realizada através de um programa computacional para análise das curvas de saída do programa ANATEM, fornecendo respostas rápidas sobre a severidade das contingências.

Salienta-se que a metodologia não impõe nenhuma restrição quanto à modelagem de quaisquer componentes. Toda precisão está na simulação via integração numérica.

De acordo com o exposto conclui-se que o método da máquina equivalente constitui-se uma importante ferramenta para auxiliar a avaliação do desempenho transitório de sistemas elétricos de potência no tempo, fornecendo uma maneira de avaliar a margem de estabilidade para contingências severas.

➤ **Trabalhos futuros:**

A aplicação do critério da máquina equivalente nesta dissertação se limitou à análise transitória de primeira oscilação. Porém, de acordo com algumas referências, como [26] e [30], o método pode ser aplicado para avaliação de casos de estabilidade que se desenvolvem após oscilações subseqüentes à primeira, fazendo com que seja recomendada a continuidade deste trabalho contemplando a avaliação *multi-swing*.

É indicada também para trabalhos posteriores, a continuidade da aplicação do método no âmbito da segurança dinâmica, avaliando a severidade das ocorrências, bem como nas atividades onde se requer o interesse pela informação da margem da estabilidade, no sentido de se estimar o quão estável é um sistema elétrico frente a uma perturbação.

Recomenda-se a aplicação do método a diferentes sistemas de potência reais, a fim de melhor apurar as fontes de erros apresentadas nesta dissertação.

APÊNDICE A

Este apêndice fornece informações a respeito das características do sistema teste de 3 geradores.

A figura A.1 ilustra a operação do sistema em regime permanente pré-falta.

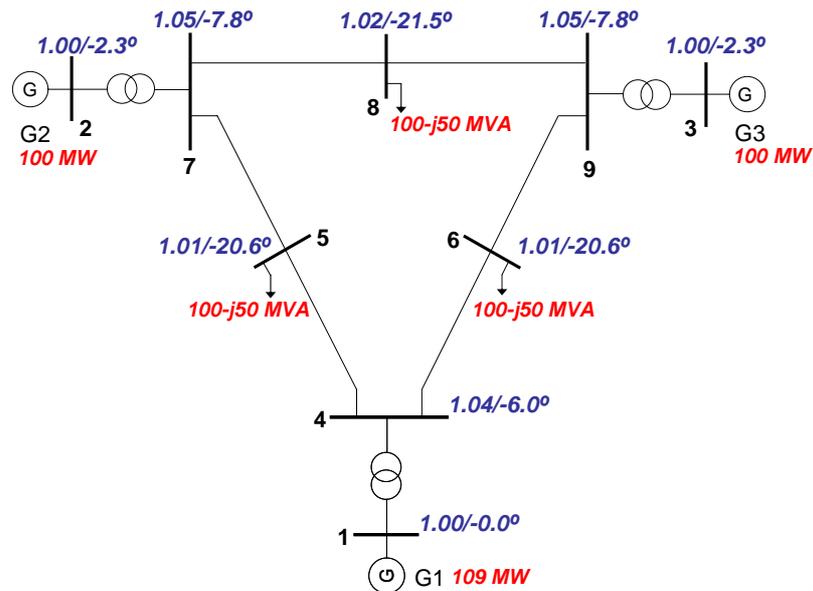


Figura A.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema 3 geradores

Tabela A.1 – Parâmetros dos circuitos

	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância <i>shunt</i> (Mvar)
Banco de transformadores	-	10,0	-
Trechos de LT	6,0	50,0	60,0

Tabela A.2 – Dados dos geradores

$x'_d$ (%)	H (s)	Constante de amortecimento D	Potência nominal (MVA)
12,0	2,0	15,0	150

APÊNDICE B

Este apêndice fornece informações a respeito das características do sistema Norte-Nordeste.

A base de dados utilizada para as simulações é referente ao caso de carga pesada do Plano de Ampliação e Reforços (PAR), horizonte de ABRIL DE 2007, do Operador Nacional do Sistema (ONS). Toda a infra-estrutura é disponibilizada na página eletrônica do ONS [33].

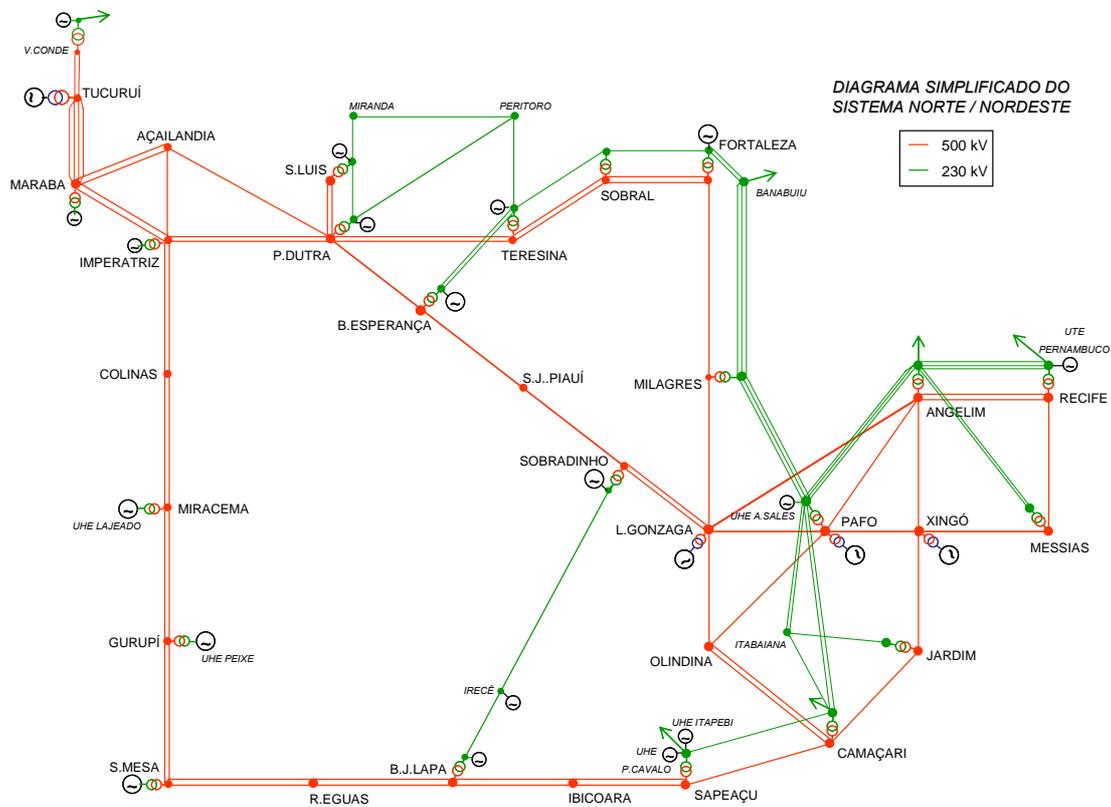


Figura B.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema Norte-Nordeste

Tabela B.1 – Equipamentos em operação e modelados no Norte-Nordeste no caso base

<b>Usinas despachadas</b>	<b>Compensadores síncronos</b>	<b>Compensadores Estáticos</b>
UHE Paulo Afonso	Vila do Conde	São Luiz
UHE A. Sales	Teresina	Fortaleza
UHE Luiz Gonzaga	Camaçari	Milagres
UHE Xingó	Bom Jesus da Lapa	Bom Jesus da Lapa
UHE Boa Esperança	São Luiz	
UHE Sobradinho	Presidente Dutra	
UHE Tucuruí	Imperatriz	
UHE Lajeado	Marabá	
UHE Serra de Mesa	RDC	
UHE Itapebi		
UTE TermoFortaleza		
UTE TermoPernambuco		
UHE P. Cavalo		
UHE Peixe Anjical		

Tabela B.2 – Lista de contingências apresentadas

<b>CONTINGENCIAS: Curto circuito trifásico em barramento terminal com perda simples de LT's 500 kV N-NE (o curto foi aplicado na primeira SE designada)</b>
Tucuruí – Vila do Conde
Tucuruí – Marabá
Marabá – Açailândia
Marabá – Imperatriz
Imperatriz – Açailândia
Açailândia – Presidente Dutra
Imperatriz – Colinas
Imperatriz – Presidente Dutra
Presidente Dutra – São Luiz
Presidente Dutra – Teresina
Boa Esperança – Presidente Dutra
Sobral – Teresina
Fortaleza – Sobral
Fortaleza – Miracema
São Luis Gonzaga – Milagres
Boa Esperança – S. João do Piauí
Sobradinho – São João do Piauí
Sobradinho – São Luis Gonzaga
São Luis Gonzaga – Angelim
Paulo Afonso – São Luis Gonzaga
São Luis Gonzaga – Olindina
Paulo Afonso – Angelim
Xingo – Paulo Afonso
Paulo Afonso – Olindina
Xingo – Angelim
Xingo – Messias
Xingo – Jardim
Recife – Angelim
Recife – Messias
Camaçari – Jardim
Camaçari – Olindina
Camaçari – Sapeaçu
Sapeaçu – Ibicoara

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

- [1] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York, USA, McGraw-Hill, 1994.
- [2] ELETROBRÁS, *Dinâmica das Máquinas Elétricas I*, vol. 4, Rio de Janeiro, Brasil, 1979.
- [3] ELETROBRÁS, *Dinâmica das Máquinas Elétricas II*, vol. 5, Rio de Janeiro, Brasil, 1979.
- [4] COSTA, A.J.A.S., SILVA, A. S., *Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*, Florianópolis, Brasil, 2000.
- [5] NASSIF, A.B., *Análise da Estabilidade de Ângulo e de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência Sujeitos a Pequenas Perturbações*, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação/UNICAMP, Campinas, Brasil, Março 2004.
- [6] PENNA, L.D., *Validação de um Simulador de Fenômenos Dinâmicos de curto e Médio Prazo*, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, Fevereiro 2005.
- [7] MOTTA, D.V.P., *Desempenho Dinâmico de Sistemas Elétricos com Compensadores Estáticos de Reativo*, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, Abril 2005.
- [8] TAYLOR, C. *et al.*, *Advanced Angle Stability Control*, CIGRÉ Technical Brochure, Task Force 17, December 1999.
- [9] SANTOS, M.G., SCHILLING, M.Th., FILHO, M.B.C., SOUZA, J.C.S. GOMES, P., “Panorama dos Estudos de Regime Dinâmico no Brasil”, *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, Brasil, Maio 2004.
- [10] SCHILLING, M.Th. *et al.*, “Adequação da Rede Básica”, *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, Brasil, Maio 2004.

- [11] MARTINS, C., MASSAUD, A., MONTEATH, L., MARTINS, S., OLIVEIRA, V.R., “Criteria for Power System Stability Studies – An Operative Experience”, *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, Maio 2004.
- [12] VITTAL, V., FOUAD, A.A., RAJAGOPAL, S., EL-KADY, M., VAAHEDI, E., CARVALHO, V.F., “Transient Stability Analysis of Stressed Power Systems Using the Energy Function Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 1, pp.239-244, February 1988.
- [13] RAHIMI, F.A., LAUBY, M.G., WRUBEL, J.N., LEE, K.L., “Evaluation of the Energy Function Method for On-Line Dynamic Security Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, pp.497-507, May 1993.
- [14] KHEDKAR, M.K., DHOLE, G.M., NEVE, V.G., “Transient Stability Analysis by Transient Energy Function Method: Closest and Controlling Unstable Equilibrium Point Approach”, *Journal-EL*, Vol. 85, pp.83-88, September 2004.
- [15] NAZARENO, I.S., *Método Dinâmico para Detecção do PEBS e Shadowing Method para Cálculo do Ponto de Equilíbrio de Controle em Estudos de Estabilidade Transitória*, Dissertação de mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos/USP, São Carlos, Brasil, Agosto 2003.
- [16] ALBERTO, L.C.A., *O Princípio de Invariância de LaSalle Estendido Aplicado ao Estudo de Coerência de Geradores e à Análise de Estabilidade Transitória Mult-Swing*, Tese de doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos/USP, São Carlos, Brasil 2000.
- [17] ALBERTO, L.F.C., BRETAS, N.G., “Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas Elétricos de Potência: Robustez com Relação a incertezas nos Parâmetros”, *XIV Congresso Brasileiro de Automática*, Natal, Brasil, Setembro 2002.
- [18] JARDIM, J.L.A., *Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Functions Method*”, Tese de doutorado, Imperial College of Science, Technology and Medicine/University of London, London, England 1994.

[19] TANG, C.K., GRAHAM, C.E., EL-KADY, M., ALDEN, R.T.H., “Transient Stability Index from Conventional Time Domain Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp.1524-1530, August 1994.

[20] FU, C., BOSE, A., “Contingency Ranking Based on Severity Indices in Dynamic Security Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 980-986, August 1999.

[21] NETO, O.C.F., PADILHA, A., “Índices de Estabilidade Transitória em Sistemas de Energia Elétrica”, *XVI Seminário Nacional de Transmissão e Produção de Energia Elétrica*, Campinas, Brasil, Outubro 2001.

[22] LI, W., BOSE, A., “A Coherency Based Rescheduling Method for Dynamic Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp.810-815, August 1998.

[23] XUE, Y., Th. VAN CUTSEM, PAVELLA, M.R. “Extended Equal Area Criterion Justifications, Generalizations, Applications”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 1, pp.44-52, February 1989.

[24] SILVA, K.G.C., *Avaliação da Estabilidade Transitória de Sistema de Potência Utilizando o Critério das Áreas Iguais Estendido*, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, Fevereiro 1996.

[25] Xue, Y., “Integrated Extended Equal Area Criterion – Theory and Applications”, *V Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Recife, Brasil, Maio 1996.

[26] WANG, L., WANG, X., MORISON, K., KUNDUR, P., XUE, F., DING, C., LUO, Y., XUE, Y., “Quantitative Search of Transient Stability Limits Using EEAC”, *IEEE PES Summer Meeting*, Berlin, Germany, 1997.

[27] CHAN, K.W., ZHOU, Q., CHUNG, T.S., “Transient Stability Margin Assessment for Large Power System Using Time Domain Simulation Based Hybrid Extended Equal Area Criterion Method”, *5<sup>th</sup> International Conference on Advances in Power System Control, Operations and Management*, Hong Kong, October, 2000.

[28] CHAN, K.W., CHEUNG, C.H., SU, H.T., “Time Domain Simulation Based Transient Stability Assessment and Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, pp.1578-1582, February 2002.

[29] MACHADO FERREIRA, C., M. *et al.*, “Effect of the Tripping in the Transient Stability of an Electrical Power System Using the Extended Equal Area Criteria”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, pp.1295-11299, 1998.

[30] PAVELLA, M., ERNST, D., RUIZ-VEGA, D., *Transient Stability of Power Systems – A Unified Approach to Assessment and Control*, Belgium, Kluwer Academic Publishers, 2000.

[31] PAVELLA, M., WEHENKEL, L., BETTIOL, A., L., ERNST, D., “An Approach to Real-Time Transient Stability Assessment and Control”, *IEEE PES Summer Meeting*, Berlin, Germany, 1997.

[32] BETTIOL, A., L., *Maximum Power Transfer in Transient Stability-Constrained Power Systems: Application to a Brazilian Power Network*, Tese de doutorado, Université De Liège / Faculté des Sciences Appliquées, Bélgica, 1999.

[33] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, página eletrônica na internet: [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)

[34] OLIVEIRA, S.E.M., NETO, L.A.S., *Avaliação da Estabilidade Transitória Incluindo o Efeito das Condutâncias de Transferência entre Geradores*, Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande, PB, 1984.

[35] OLIVEIRA, S.E.M., NETO, L.A.S., *Avaliação do Limite de Estabilidade Transitória pelo Método Direto de Liapunov*, VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, DF, Dezembro de 1984.