

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ALTERAÇÕES TOPOLÓGICAS DA REDE COMO UMA  
AÇÃO DE CORREÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA DE  
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA PARA  
OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA (Dr.Eng.)

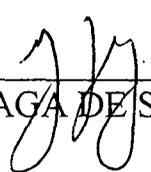
Autor: EDUARDO NOHME CARDOSO

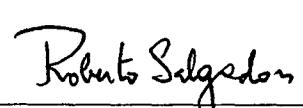
Florianópolis/SC - Outubro de 1994

# ALTERAÇÕES TOPOLÓGICAS DA REDE COMO UMA AÇÃO DE CORREÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

**EDUARDO NOHME CARDOSO**

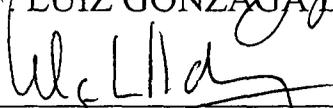
ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**DOUTOR EM ENGENHARIA**, ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA,  
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA, E APROVADA EM  
SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

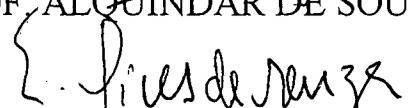
  
\_\_\_\_\_  
PROF. LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA, D.Sc.  
ORIENTADOR

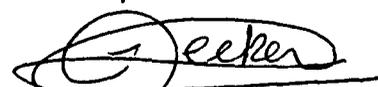
  
\_\_\_\_\_  
PROF. ROBERTO DE SOUZA SALGADO, Ph.D.  
COORDENADOR DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO

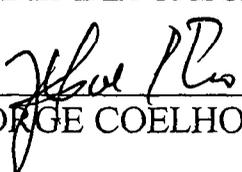
BANCA EXAMINADORA:

  
\_\_\_\_\_  
PROF. LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA, D.Sc.

  
\_\_\_\_\_  
PROF. ALOUINDAR DE SOUZA PEDROSO, M.Sc.

  
\_\_\_\_\_  
PROF. EDUARDO JOSÉ S. PIRES DE SOUZA, D.Sc.

  
\_\_\_\_\_  
PROF. ILDEMAR CASSANA DECKER, D.Sc.

  
\_\_\_\_\_  
PROF. JORGE COELHO, D.Sc.

À Maria Emília, minha esposa

À minha mãe  
À memória de meu pai

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca pela confiança e pelo incentivo demonstrados no cumprimento desta jornada, bem como pelas sugestões e críticas feitas sobre o tema desenvolvido.

Ao amigo Ildemar Cassana Decker por suas ponderações equilibradas nos momentos de incerteza e pelas idéias e sugestões que surgiram nas discussões técnicas que realizamos.

A todos os Professores, Amigos e Colegas do Curso de Pós-Graduação, em especial àqueles vinculados ao Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos - LABPLAN e ao Laboratório de Sistemas de Potência - LABSPOT, que de uma forma ou de outra, também contribuíram com a realização deste trabalho.

À Maria Emília pelo apoio, carinho e compreensão demonstrados ao longo deste desafio e por sua plena convicção de que o sucesso seria alcançado.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES pelo suporte financeiro fornecido.

À Ilha de Florianópolis que proporcionou, com sua paz, encanto e magia, um ambiente de plena tranquilidade indispensável ao desenvolvimento de atividades desta natureza.

## SUMÁRIO

Lista de Figuras .....	x
Lista de Tabelas .....	xvi
Notação e Simbologia .....	xviii
Biografia do Autor .....	xxi
Resumo .....	xxii
Abstract .....	xxiii
1 - Introdução .....	01
2 - Estabilidade Transitória.....	05
2.1 - Introdução .....	05
2.2 - Descrição Matemática dos Sistemas Elétricos.....	06
2.3 - Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas Elétricos pelo Método Direto de Liapunov e o Conceito de Superfície Limite de Energia Potencial.(SLEP).....	12
2.4 - A Função Energia .....	17
2.5 - Margem de Segurança .....	18
2.6 - Conclusão .....	19
3 - Correção da Segurança Dinâmica .....	20
3.1 - Introdução .....	20
3.2 - Caracterização do Problema da Correção da Segurança Dinâmica .....	21
3.3 - Formas de Tratamento do Assunto.....	22

3.4 - Alternativas Encontradas na Literatura .....	23
3.5 - Conclusão .....	28
<b>4 - O Problema Geral da Correção da Segurança Dinâmica via Alterações Topológicas da Rede.....</b>	<b>30</b>
4.1 - Introdução .....	30
4.2 - Direção Viável S.....	31
4.3 - A Transmissão da Energia Elétrica .....	36
4.4 - Análise do Problema da Correção da Segurança através de um Modelo Simplificado .....	40
4.5 - A Compensação Série em Redes AC .....	46
4.6 - Formulação do Problema Geral da Correção da Segurança Dinâmica Via Alterações Topológicas na Rede .....	47
4.7 - Conclusão .....	52
<b>5 - Solução de Mínima Norma Aplicada à Determinação das Alterações Topológicas.....</b>	<b>53</b>
5.1 - Introdução .....	53
5.2 - Formulação do Problema.....	53
5.3 - Solução do Problema de Segurança Dinâmica Via Mínima Norma .....	57
5.4 - Considerações Gerais sobre a Solução do Problema Utilizando Mínima Norma.....	61
5.5 - Conclusão .....	64
<b>6 - Um Problema Geral de Programação Aplicado à Determinação das Alterações Topológicas .....</b>	<b>66</b>
6.1 - Introdução .....	66
6.2 - Formulação do Problema Geral de Programação .....	67

6.3 - O Problema de Programação Quadrática .....	68
6.4 - O Problema de Programação Não-Linear .....	70
6.5 - Conclusão .....	77
7 - Avaliação de Desempenho das Metodologias .....	78
7.1 - Introdução .....	78
7.2 - Sistemas Elétricos Utilizados Para Testes.....	78
7.3 - Sistemática de Apresentação dos Resultados.....	79
7.4 - Índice de Esforço de Compensação (IEC) .....	79
7.5 - Exemplo Ilustrativo de Cálculo das Alterações Topológicas	
Via Aplicação da Metodologia RCF-SMN ao Sistema Teste I.....	81
7.5.1 - Dados do Sistema Teste I .....	81
7.5.2 - Detalhamento Passo a Passo dos Resultados Obtidos	
durante a 1ª Iteração do Processo.....	83
7.6 - Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia	
RCF-SMN ao Sistema Teste I - Modificações Conjuntas nos	
Parâmetros Série e em Derivação .....	86
7.6.1 - Correção da Segurança obtida a partir de Modificações	
Conjuntas nos Parâmetros Série e em Derivação	
(Redespacho de 3,00%) .....	87
7.6.2 - Correção da Segurança obtida a partir de Modificações	
Conjuntas nos Parâmetros Série e em Derivação	
(Redespacho de 1,00%) .....	96
7.7 - Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia	
RCF-SMN ao Sistema Teste I - Modificações Somente nos	
Parâmetros Série .....	100
7.7.1 - Correção da Segurança obtida a partir de	
Modificações somente nos Parâmetros Série	
Todos os Geradores Disponíveis para o Redespacho.....	100

7.7.2 - Correção da Segurança obtida a partir de Modificações somente nos Parâmetros Série Redespacho Limitado aos Geradores I e II.....	107
7.7.3 - Correção da Segurança obtida a partir de um Monitoramento das Modificações nos Parâmetros Série para Alterações somente nas Reatâncias .....	110
7.8 - Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL .....	118
7.8.1 - Correção da Segurança do Sistema Teste I obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL.....	118
7.8.2 - Correção da Segurança do Sistema Teste II obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL.....	123
7.8.3 - Correção da Segurança do Sistema Teste III obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL.....	125
7.9 - Conclusão .....	133
8 - Conclusões Gerais e Sugestões para Trabalhos Futuros.....	135
8.1 - Introdução.....	135
8.2 - Conclusões Gerais .....	135
8.3 - Sugestões para Trabalhos Futuros.....	139
Apêndice 1 - A Solução de Mínima Norma .....	140
Apêndice 2 - Dados dos Sistemas Teste.....	143
A2.1 - Dados do Sistema Teste II .....	143
A2.2 - Dados do Sistema Teste III.....	148
Referências.....	150

## LISTA DE FIGURAS

### Capítulos 1 a 6

01 - Representação de uma Barra Genérica de Geração .....	09
02 - Ações de Controle para a Correção da Segurança Dinâmica .....	22
03 - Direção Viável S.....	35
04 - Variação da Tensão Terminal da Linha em Função da Potência Transmitida .....	37
05 - Variação da Tensão Terminal da Linha em Função da Potência Transmitida - Fator de Potência 0.97 Ind .....	38
06 - Variação da Tensão Terminal da Linha em Função da Potência Transmitida - Fator de Potência Unitário .....	38
07 - Variação das Potências Transmitidas antes, durante e após a Ocorrência de uma Falta num Sistema Elétrico Hipotético.....	39
08 - Modelo Máquina - Barra Infinita .....	41
09.a - Curva P X $\delta$ Antes da Duplicação do Circuito Curto-circuito 3 $\emptyset$ eliminado em $t_a$ .....	42
09.b - Curva P X $\delta$ Antes da Duplicação do Circuito Tempo Crítico para Eliminação do Defeito.....	42
10.a - Curva P X $\delta$ Após a Duplicação do Circuito Curto-circuito 3 $\emptyset$ eliminado em $t_a$ .....	43

10.b - Curva P X $\delta$	
Após a Duplicação do Circuito	
Tempo Crítico para Eliminação do Defeito.....	43
11.a - Configuração Simplificada da Rede	
Caso Base .....	56
11.b - Configuração Simplificada da Rede	
Caso Modificado pelas Alterações nos Despachos .....	56
11.c - Configuração Simplificada da Rede	
Acréscimos a Resolver.....	56
11.d - Configuração Simplificada da Rede	
Caso Modificado pelas Alterações na Rede .....	56
12 - Fluxograma da Metodologia RCF-SMN	
Reconfiguração Baseada na Solução de Mínima Norma .....	60
13 - Fluxograma da Metodologia RCF-PNL	
Reconfiguração Baseada num Problema de Programação	
Não-Linear .....	76

## **Capítulo 7**

### **Resultados das Aplicações com a Metodologia RCF-SMN**

#### **Simulações com os Parâmetros Série e em Derivação**

14 - Sistema Teste I - Diagrama Unifilar.....	81
15.a - Evolução das Condutâncias em Derivação por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	88
15.b - Evolução das Condutâncias em Derivação por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	88

16.a - Evolução das Susceptâncias em Derivação por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	89
16.b - Evolução das Susceptâncias em Derivação por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	89
17 - Evolução das Resistências Série por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	90
18 - Evolução das Reatâncias Série por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	90
19 - Injeções de Ativo por Iteração, causadas pelo Aparecimento das Condutâncias em Derivação - Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	91
20 - Variações ocorridas nas Susceptâncias em Derivação	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	92
21 - Variações das Aberturas Angulares por Circuito	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	93
22 - Variações dos Módulos das Tensões por Barra	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	93
23 - Fluxos de Potência Ativa e Reativa na Rede	
Casos Reconfigurado e Redespacho	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rdsp 3,00%.....	95
24 - Variações nas Condutâncias em Derivação por Reconfiguração	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	97
25 - Variações nas Susceptâncias em Derivação por Reconfiguração	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	97
26 - Variações nas Resistências e Reatâncias Série por Reconfiguração	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	98
27 - Fluxos de Potência Ativa e Reativa na Rede	
Casos Reconfigurado e Redespacho - Sistema Teste I.....	98

## Simulações com os Parâmetros Série

28.a - Evolução das Resistências Série por Circuito por Iteração Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	102
28b - Evolução das Resistências Série por Circuito por Iteração Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	102
29a - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração Todos os Geradores Disponíveis para o Redespacho Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	103
29b - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração Todos os Geradores Disponíveis para o Redespacho Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	103
30 - Evolução das Margens de Segurança por Iteração Todos os Geradores Disponíveis para o Redespacho Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	104
31 - Variações ocorridas nos Fluxos decorrentes das Ações de Reconfiguração e Redespacho .....	105
32.a - Evolução das Resistências Série por Circuito por Iteração Redespacho Limitado aos Geradores I e II Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	108
32.b - Evolução das Resistências Série por Circuito por Iteração Redespacho Limitado aos Geradores I e II Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	108
33.a - Evolução das Reatâncias Série por Circuito por Iteração Redespacho Limitado aos Geradores I e II Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	109

33.b - Evolução das Reatâncias Série por Circuito por Iteração	
Redespacho Limitado aos Geradores I e II	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	109
34 - Evolução das Margens de Segurança por Iteração	
Redespacho Limitado aos Geradores I e II	
Sistema Teste I - Rcfg : 3,00% .....	110
35.a - Evolução das Reatâncias Série por Circuito por Iteração	
Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	113
35.b - Evolução das Reatâncias Série por Circuito por Iteração	
Redespacho Limitado aos Geradores I e II	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	113
36 - Evolução dos Módulos das Tensões por Barra - Caso Monitorado	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	115
37 - Evolução das Aberturas Angulares por Circuito - Caso Monitorado	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	116
38 - Fluxo de Potência Ativa nas Linhas Caso Monitorado	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rcfg 1,00% .....	116

### **Resultados das Aplicações com a Metodologia RCF-PNL**

39.a - Evolução das Reatâncias por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg 1,00% .....	119
39.b - Evolução das Compensações por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg 1,00% .....	119
40.a - Evolução das Reatâncias por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	120
40.b - Evolução das Compensações por Iteração	
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% .....	120

41	- Fluxo de Potência Ativa nas Linhas	
	Sistema Teste I - Rcfg 1,00% e Rcfg 3,00% .....	121
42	- Compensações por Circuito por Reconfiguração	
	Sistema Teste II - Rcfg 1,00% e Rcfg 3,00%.....	123
43	- Elevação do Tempo Crítico de Abertura para os	
	Casos Reconfigurado e Compensado - Sistema Teste II.....	125
44	- Evolução das Margens de Segurança para os	
	Casos Reconfigurado e Compensado - Sistema Teste II.....	125
45	- Evolução das Margens de Segurança por Iteração	
	Simulação do Sistema Completo - Sistema Teste III .....	126
46	- Evolução das Margens de Segurança por Iteração	
	Simulação por Subsistema - Sistema Teste III.....	128
47	- Modificações nos Tempos Críticos de Abertura após a	
	Compensação da Rede - Sistema Teste III .....	130
48	- Evolução das Margens de Segurança após a	
	Compensação da Rede - Sistema Teste III .....	130

## **Apêndice 1**

49	- Decomposição do Vetor $\mathbf{x}$ .....	141
----	--	-----

## **Apêndice 2**

50	- Diagrama Unifilar do Sistema Teste II	
	Baseado no Sistema Sul-Brasileiro.....	142

## LISTA DE TABELAS

### Capítulo 7

01 - Sistema Teste I	
Dados de Barramento - Caso Base .....	82
02 - Sistema Teste I	
Dados de Linhas e Transformadores .....	82
03 - Sistema Teste I	
Dados das Máquinas Síncronas .....	82
04 - Sistema Teste I	
Lista de Contingências.....	82
05 - Sistema Teste I	
Tempos Críticos e Margens de Segurança - Caso Base .....	83
06 - Sistema Teste I	
Dados de Barramento - Resultados após o 1º Redespacho .....	84
07 - Sistema Teste I	
Tempos Críticos e Margens de Segurança	
Resultados após o 1º Redespacho .....	84
08 - Sistema Teste I	
Alterações Topológicas da Rede	
Acréscimos Paramétricos após a 1ª Iteração.....	85
09 - Sistema Teste I	
Dados de Barramento - Resultados após a 1ª Reconfiguração.....	85
10 - Sistema Teste I	
Tempos Críticos e Margens de Segurança	
Resultados após a 1ª Reconfiguração .....	86

11 - Sistema Teste I	
Compensações Série	
Todos os Geradores Disponíveis para o Redespacho.....	114
12 - Sistema Teste I	
Compensações Série	
Redespacho Limitado aos Geradores I e II.....	114
13 - Sistema Teste III	
Compensações Série	
Todas as Contingências Consideradas.....	127
14 - Sistema Teste III	
Compensações Série	
Simulação por Subsistema.....	129

## **Apêndice 2**

15 - Sistema Teste II	
Dados de Barramento - Caso Base .....	144
16 - Sistema Teste II	
Dados de Linhas e Transformadores .....	145
17 - Sistema Teste II	
Dados das Máquinas Síncronas .....	146
18 - Sistema Teste II	
Lista de Contingências.....	145
19 - Sistema Teste II	
Tempos Críticos e Margens de Segurança - Caso Base .....	146
20 - Sistema Teste III	
Lista de Contingências.....	148
21 - Sistema Teste III	
Tempos Críticos e Margens de Segurança - Caso Base .....	149

## NOTAÇÃO E SIMBOLOGIA

SEE → Sistema de Energia Elétrica

SLEP → Superfície Limite de Energia Potencial

Rdsp → Redespacho como Ação de Controle do SEE

Rcfg → Reconfiguração como Ação de Controle do SEE

Rcfg-SMN → Reconfiguração baseada na Solução de Mínima Norma

Rcfg-PNL → Reconfiguração baseada num Problema de Programação Não-Linear

Nl → Número de Circuitos do SEE

Ng → Número de geradores do SEE

Nb → Número total de barras do SEE

t → Tempo (s)

$\delta$  → Posição angular da tensão atrás da reatância transitória em relação a uma referência que gira à velocidade síncrona (rad)

M → Momento de inércia (s/rad)

D → Coeficiente de amortecimento (s/rad)

$P_0$  → Potência natural da linha de transmissão (pu)

$P_m$  → Potência mecânica de entrada (pu)

S → Potência aparente (pu)

P → Potência ativa (pu)

Q → Potência reativa (pu)

$\delta_0$  → Centro de ângulos (rad)

$\theta$  → Posição angular da máquina síncrona referida ao centro de ângulos (rad)

$P_c$  → Potência acelerante do centro de ângulo (pu)

$E_g$  → Tensão interna da máquina síncrona (pu)

$I \rightarrow$  Corrente genérica injetada nas barras do SEE (pu)

$V \rightarrow$  Tensão genérica das barras do SEE (pu)

$e \rightarrow$  Parte real da tensão genérica das barras do SEE (pu)

$f \rightarrow$  Parte imaginária da tensão genérica das barras do SEE (pu)

$\beta \rightarrow$  Argumento da tensão genérica das barras do sistema (rad)

$B_d \rightarrow$  Inverso da reatância transitória de eixo direto (pu)

$g, b, L \rightarrow$  Associam grandezas à geração, à barra ou à carga

$Z_0 \rightarrow$  Impedância Características da linha

$bas \rightarrow$  Associa grandezas ao caso base do SEE

$mod \rightarrow$  Associa grandezas ao caso modificado do SEE após a correção da  
segurança

$Y_{barra} \rightarrow$  Matriz de admitâncias nodais da rede (pu)

$I_{barra} \rightarrow$  Vetor de correntes nodais da rede (pu)

$V_{barra} \rightarrow$  Vetor de tensões nodais da rede (pu)

AF, DF, PF  $\rightarrow$  Denotam os estados antes, durante e pós falta

$a, cr \rightarrow$  Associam grandezas ao tempo de eliminação do defeito ou ao tempo  
crítico

$V(\theta, W) \rightarrow$  Função energia total ou função de Liapunov do SEE

$E_p \rightarrow$  Energia Potencial do SEE

$E_c \rightarrow$  Energia Cinética do SEE

$E_t \rightarrow$  Energia Total do SEE

$M_s \rightarrow$  Margem de segurança

$N_c \rightarrow$  Número de contingências

$\emptyset \rightarrow$  Comprimento elétrico de uma linha de transmissão (rad)

$o \rightarrow$  Associa grandezas ao ponto de equilíbrio inicial

$eq \rightarrow$  Associa grandezas a um ponto de equilíbrio

$\Delta(.) \rightarrow$  Denota incremento na variável (.)

$\nabla(.) \rightarrow$  Denota o gradiente da função (.)

FO  $\rightarrow$  Função objetivo

$FO^+$  → Função objetivo aumentada

$p$  → Fatores de penalização

$\lambda$  → Multiplicadores de Lagrange

$Y^d$  → Vetor contendo os parâmetros em derivação do modelo  $\pi$   
dos circuitos do SEE (pu)

$Y^s$  → Vetor contendo os parâmetros série do modelo  $\pi$  dos circuitos do SEE (pu)

cond → Função condicionamento de Matrizes

$G$  → Condutância série ou derivação genérica dos circuitos da rede (pu)

$B$  → Susceptância série ou derivação genérica dos circuitos da rede (pu)

$y^s$  → Admitância série genérica dos circuitos da rede (pu)

$y^d$  → Admitância série genérica dos circuitos da rede (pu)

$z^s$  → Impedância série genérica dos circuitos da rede (pu)

$r^s$  → Resistência série genérica dos circuitos da rede (pu)

$x^s$  → Reatância série genérica dos circuitos da rede (pu)

comp → Compensação série dos circuitos da rede (pu)

## **BIOGRAFIA DO AUTOR**

- Nascido em Capim Branco no interior do Estado de Minas Gerais, em 30 de Março de 1952;
- Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais em Dezembro de 1977;
- Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RJ, em abril de 1982;  
Título da Dissertação: Equivalentes Dinâmicos por Agregação de Geradores Coerentes;
- Professor Auxiliar de Ensino e Pesquisa do Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RJ - (1978/1980);
- Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais onde exerce atividades de magistério em dedicação exclusiva desde agosto de 1980.

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta uma proposta para a correção da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica via alterações topológicas da rede.

A partir da utilização dos conceitos de superfície limite de energia potencial e de uma direção viável de modificação em conjunto com as equações da rede, duas metodologias são desenvolvidas. A primeira, baseada na solução de mínima norma, determina os acréscimos necessários aos parâmetros série e/ou derivação dos circuitos da rede elétrica e a segunda, formulada através de um problema de programação não-linear, particulariza as soluções para compensações série das reatâncias das linhas de transmissão.

Inicialmente, através de ações de redespacho, promove-se um deslocamento no ponto de operação pré-defeito do sistema de forma a inseri-lo numa região de maior segurança. Em seguida, com base neste deslocamento e utilizando as metodologias propostas, determina-se um conjunto de alterações topológicas capazes de impor ao ponto de operação pré-defeito do sistema elétrico uma mudança semelhante.

Os algoritmos, desenvolvidos em linguagem Fortran, foram implementados em um computador IBM-3090. A comprovação do aumento do tempo crítico de eliminação do defeito e, conseqüentemente, da melhoria da margem de segurança foram feitos considerando-se os sistemas elétricos WSCC-3, Sul-Brasileiro reduzido e IEEE-118, utilizados na literatura para testes.

## **ABSTRACT**

A conceptual proposition for dynamic security assessment of electrical power systems by network modifications is presented in this work.

Using the concept of potential energy boundary surfaces and the network equations two algorithms were developed. The first, which is based on the minimum normal solution, determines the series and/or shunt parameters increments of the electric network circuits and, the second, formulated through a nonlinear programming with constraints, particularizes the solutions to transmission lines series reactances compensation.

Initially, the pre-fault equilibrium point of the system is moved to a higher stability range region, by dispatch. Then, based on this movement and using the methodologies proposed, a set of topological network modifications, able to provide a similar change on the pre-fault equilibrium point, is calculated.

The Fortran algorithms developed, were implemented at a IBM - 3090 computer. The increase of the system security margin and, therefore, the improvement of the dynamic security were demonstrated taking into consideration the electrical WSCC-3, Brazilian South Equivalent and IEEE-118 test systems often used in the technical bibliography.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

Devido à crescente expansão dos sistemas de energia elétrica (SEE), o grau de complexidade relacionado com os estudos de planejamento da operação, da expansão e da avaliação da segurança em tempo real é cada vez mais significativo. Os sistemas interligados, com grandes transferências de potência, em sua maioria, operam próximos aos seus limites de transmissão e com poucas perspectivas imediatas de reforços na rede elétrica. Como os distúrbios de grande magnitude em um subsistema podem se propagar aos subsistemas vizinhos através das linhas de interligação, qualquer decisão relativa ao planejamento de uma companhia de serviços de eletricidade deve considerar não só a área sob sua responsabilidade mas, também, a porção restante do sistema interligado. Este fato impõe aos engenheiros e técnicos das áreas de estudos redobrados esforços, principalmente, na avaliação do comportamento dinâmico destes sistemas [37].

No âmbito do planejamento da expansão o esforço computacional requerido para se proceder à análise dinâmica do sistema, feita por simulação no domínio do tempo, é consideravelmente elevado. Frente a uma contingência em estudo, inúmeras combinações entre a topologia e o ponto de operação da rede devem ser consideradas e, a cada configuração obtida, um estudo deve ser feito para se verificar a estabilidade do sistema. Caso limites sejam violados, estratégias devem ser adotadas objetivando um estado mais seguro de operação e evitando-se portanto, interrupção no fornecimento de energia elétrica. Esta ação é chamada de controle preventivo ou controle de segurança.

Os estudos de estabilidade quando feitos pelos métodos correntes de simulação no domínio do tempo, além de proverem resultados mais precisos permitem uma modelagem completa das máquinas e dos sistemas de controle. Entretanto, estes estudos requerem um tempo excessivo na preparação da massa de dados bem como na simulação de uma única contingência. Os resultados fornecidos caracterizam-se por inúmeras curvas das excursões angulares dos rotores a partir das quais o planejador/operador deve concluir sobre a estabilidade/instabilidade do sistema

elétrico. Esta metodologia, em virtude da quantidade e da qualidade dos resultados oferecidos, dificulta sobremaneira a decisão a ser tomada. Além da necessidade de se analisar todas as curvas de excursões angulares dos rotores este processo não permite uma visão global sobre a segurança do sistema, em razão da inexistência de informações que permitam classificar as contingências. Por isto, torna-se atrativa a determinação de um indicador, capaz de garantir diretamente se o sistema é ou não estável, que dispense a análise das curvas de ângulo, que permita a ordenação das contingências segundo seu grau de severidade e que possa ser calculado rapidamente.

Neste contexto inserem-se os estudos de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica de grande porte, via métodos diretos. Estes estudos, onde os requisitos de tempo de resposta são muito severos, vêm recebendo especial atenção por parte dos pesquisadores da área, já apresentando resultados que podem ser usados em diversos tipos de estudos de planejamento da operação/expansão de sistemas.

Basicamente, estes métodos avaliam a estabilidade transitória através da comparação de níveis de energia adquiridos pelo sistema diante de um defeito. A estabilidade é determinada diretamente comparando-se a energia adquirida durante a permanência do defeito com sua energia potencial crítica, ambas obtidas com o emprego do segundo método de Liapunov. O método permite que se analise a estabilidade de forma sistematizada, com reduzido tempo de cálculo e resultados satisfatórios em se tratando do modelo clássico para representação das unidades geradoras [11,27,31,47]. Para modelos mais elaborados não existem, ainda, resultados concretos. Entretanto, a literatura tem relatado esforços neste sentido, esperando-se a médio prazo a possibilidade de utilização de modelos mais realistas [40].

A partir destes valores de energia pode-se definir uma margem de segurança para o sistema, relacionada a uma contingência específica. Esta margem não só traduz se o sistema é ou não estável como também, qual o índice de segurança associado a cada contingência o que facilita sobremaneira a análise do problema. Neste trabalho, para o cálculo destas energias, adotou-se o método direto/híbrido **SLEP** - Superfície Limite de Energia Potencial Iterativo - em razão dos resultados consistentes que apresenta, inclusive em testes realizados em sistemas com cenários estressantes.

Caso o sistema elétrico esteja operando de forma insegura, isto é, com margem de segurança negativa no caso de ocorrência de uma dada contingência, ações de controle devem ser impostas de forma a deslocar o ponto de operação pré-defeito para um estado mais seguro. Neste sentido, resolver o problema da correção da segurança pode ser entendido como um conjunto de modificações que deve ser implementado no sistema elétrico de forma a garantir sua estabilidade transitória em relação à uma lista de contingências especificada [07].

As principais modificações utilizadas para a correção da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica são:

- alterações no despacho do sistema [20,21,22,23,51]
- alterações nas tensões das barras geradoras [13,51]
- alterações na topologia da rede [14,15,16,51]
- alterações na carga [51].

As referências disponíveis abordando esta questão são ainda bastante reduzidas. Embora tenham todas o objetivo de estabelecer uma relação de dependência entre a margem de segurança do sistema elétrico e a ação de controle desejada, os trabalhos já divulgados mostram que a ação de controle mais explorada pelos pesquisadores consiste no redespacho de geração. Neste sentido, torna-se oportuno o desenvolvimento de uma ferramenta que possa oferecer ao engenheiro de sistemas de energia elétrica, outras alternativas no tocante à ação de controle a ser utilizada para a correção da segurança dinâmica.

Neste trabalho far-se-á uso de alterações na topologia da rede, obtidas a partir do deslocamento do ponto de operação pré-defeito do sistema elétrico para uma região de maior segurança. Para este propósito considera-se uma direção viável para modificações, obtida a partir da tangência da trajetória pós-defeito com a superfície limite de energia potencial, que contem os pontos de equilíbrio instáveis do sistema [23]. Em seguida, com base neste deslocamento e nas equações da rede elétrica, são desenvolvidos dois algoritmos para o cálculo das modificações dos circuitos, capazes de impor ao sistema uma mudança similar em seu ponto de equilíbrio pré-defeito.

O primeiro algoritmo, denominado **RCF-SMN**, baseia-se na solução de mínima norma utilizada na resolução de sistemas lineares compatíveis e indeterminados. Como resultado obtém-se os acréscimos que devem ser feitos nos circuitos da rede de forma a se conseguir uma mudança em seu ponto de operação para uma região de maior segurança. O segundo, denominado **RCF-PNL**, baseia-se num problema de programação não-linear onde são utilizados os multiplicadores de Lagrange e o método da "descida mais íngreme". Neste caso as modificações ficam restritas apenas às reatâncias série das linhas de transmissão. Aquela solução onde a função objetivo é otimizada, constitui a solução do problema. Os resultados obtidos com esta metodologia caracterizam-se por compensações nos parâmetros série dos circuitos da rede elétrica, representadas pelo modelo  $\pi$  [16].

A melhoria da segurança do SEE é demonstrada inicialmente, a partir da implementação na rede elétrica das modificações sugeridas pelo algoritmo **RCF-SMN**, independentemente de seu significado físico e/ou prático. Em seguida, utilizando-se a

segunda metodologia, **RCF-PNL**, o problema é particularizado para modificações somente nas reatâncias série das linhas de transmissão em razão da importância que este instrumento de controle assume atualmente no âmbito do setor elétrico. Nestas situações, principalmente para o caso de linhas longas, embora seu emprego se justifique também em linhas curtas, a compensação série mostra-se como sendo uma das melhores soluções tanto do ponto de vista técnico - melhoria dos níveis de estabilidade estática, transitória e dinâmica do sistema - quanto do econômico - retorno do investimento feito a partir da melhoria dos níveis de transmissão [09].

O texto a seguir está assim organizado: no capítulo 2 apresenta-se o modelo do sistema com referência ao centro de ângulos usado na descrição matemática do problema, a função energia e os conceitos de superfície limite de energia potencial e margem de segurança; no capítulo 3 caracteriza-se a questão da correção da segurança dinâmica, discute-se as formas de tratamento do assunto e apresenta-se uma análise crítica dos métodos existentes; no capítulo 4 o problema geral da correção da segurança dinâmica via alterações topológicas da rede é formulado a partir da metodologia **SLEP**, de uma direção viável para modificações nos despachos e das equações da rede elétrica; no capítulo 5 desenvolve-se a proposição baseada na solução de mínima norma para o cálculo dos acréscimos que devem ser feitos aos circuitos da rede; no capítulo 6 formula-se um problema de programação não-linear particularizado para determinação das compensações série das linhas de transmissão do sistema; no capítulo 7 são apresentados e discutidos os resultados obtidos com a aplicação das metodologias a três sistemas-teste de diferentes portes; no capítulo 8 são apresentadas as principais conclusões, como também algumas propostas para futuros trabalhos; finalmente nos apêndices são mostrados os dados dos sistemas utilizados e a resolução de sistemas lineares indeterminados a partir da solução de mínima norma.

## CAPÍTULO 2

### ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

#### 2.1 - Introdução

Um sistema de energia elétrica de grande porte constitui-se de unidades geradoras, sistemas controladores de tensão e velocidade, linhas de transmissão AC e elos HVDC, transformadores com comutação automática em fase ou defasadores, compensadores de reativo série ou em derivação e cargas. Algumas concessionárias de energia elétrica chegam a operar com sistemas interligados que atingem a ordem de 10.000 barras e mais de 1000 unidades geradoras [43]. Ao nível do planejamento da expansão ou mesmo da operação a médio e longo prazo, o engenheiro de sistemas deverá desenvolver estudos de estabilidade que contemplem inúmeras configurações e pontos de operação com contingências das mais simples às mais complexas. Em cada caso é preciso saber se o sincronismo entre os geradores é mantido. Em outras palavras, a trajetória do sistema após a eliminação falta, deve evoluir para o ponto de equilíbrio estável pós-defeito antes que este perca o sincronismo. Para sistemas típicos, 500 barras e 100 geradores por exemplo, modelados em detalhe, cada estudo destes não dispense menos de 1 (uma) hora quando feitos pelos métodos correntes de simulação no domínio do tempo [30,37]. Estes métodos, portanto, também conhecidos como métodos indiretos, dificultam os estudos de estabilidade em SEEs, principalmente na operação a curto prazo ou em tempo real.

Outra forma de solução para este problema consiste na utilização de métodos diretos no diagnóstico da estabilidade dos SEEs. Este capítulo apresenta o modelo matemático usado na descrição dos sistemas elétricos que serão considerados neste trabalho para a análise e correção da segurança dinâmica via alterações topológicas na rede.

A análise da estabilidade transitória será efetuada a partir de uma função de energia do sistema, adotada como sendo a função de Liapunov. A decisão sobre a estabilidade é feita comparando-se a energia adquirida pelo sistema durante o transitório (Energia Total) com a energia máxima que o sistema pode adquirir para

que sua estabilidade seja preservada (Energia Crítica), ambas determinadas pelo método SLEP [07].

A aplicação do método direto de Liapunov ao estudo de estabilidade transitória de SEEs, o método SLEP, a concepção da função energia do sistema elétrico e o conceito de margem de segurança são discutidos a seguir.

## **2.2 - Descrição Matemática dos Sistemas Elétricos**

A análise de estabilidade transitória através de métodos diretos, usando o modelo clássico para representação da máquina síncrona, é de grande interesse, quando os requisitos de tempo de resposta são muito severos. Este modelo tem sido usado pelos engenheiros de sistemas de energia elétrica para prever a estabilidade e/ou instabilidade, por intervalos inferiores a 01(um) segundo, análise esta conhecida como o critério da primeira oscilação. Sua vantagem reside no fato de que o desvio angular do rotor, em relação à referência síncrona, pode ser obtido diretamente do circuito equivalente da máquina, conhecido como "tensão constante atrás de uma reatância transitória". Esta metodologia simplifica consideravelmente a análise do problema, viabilizando, tanto no planejamento da expansão quanto no da operação, os inúmeros estudos que devem ser processados para uma determinada configuração da rede elétrica.

A metodologia aqui utilizada para os estudos de estabilidade transitória por métodos diretos, originalmente proposta por Fonseca & Decker [18], adota o modelo clássico para representação da máquina síncrona, preserva a topologia da rede elétrica e utiliza o centro de ângulo [02,42,43] como referência angular do sistema. Portanto, esta metodologia não considera os sistemas de excitação, reguladores de velocidade ou sinais estabilizadores adicionais.

As equações diferenciais que descrevem o movimento dos ângulos de  $N_g$  geradores em relação à referência síncrona, sem reguladores, é [03,12,42]:

$$M_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = Pm_i - Pg_i \quad (i = 1, \dots, N_g) \quad (1)$$

onde:  $i$  → índice que denota o gerador

$N_g$  → número de geradores

$t$  → tempo (seg)

$\delta_i$  → ângulo entre a tensão atrás da reatância transitória do  $i$ -ésimo gerador e uma referência girando à velocidade síncrona (rad)

$M_i$  → Momento de inércia do  $i$ -ésimo gerador (seg/rad)

$D_i$  → coeficiente de amortecimento do  $i$ -ésimo gerador (seg/rad)

$Pm_i$  → potência mecânica de entrada do  $i$ -ésimo gerador (pu)

$Pg_i$  → potência elétrica entregue pelo  $i$ -ésimo gerador (pu)

Definindo-se  $\delta_i$  e  $\dot{\delta}_i = \frac{d\delta_i}{dt} = w_i$ ,  $i = 1, \dots, Ng$ , como variáveis de estado de interesse, pode-se reescrever o sistema (1) na forma

$$\begin{cases} M_i \dot{w}_i = -D_i w_i + Pm_i - Pg_i \\ \dot{\delta}_i = w_i \end{cases} \quad (i = 1, \dots, Ng) \quad (2)$$

que é um sistema de  $2Ng$  equações diferenciais ordinárias não-lineares de primeira ordem onde  $w_i$  representa o desvio de velocidade do  $i$ -ésimo gerador em relação à referência síncrona.

A análise da estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica visa, basicamente, verificar a manutenção ou não do sincronismo entre os geradores após a ocorrência de uma grande perturbação no SEE. Considerando que o sincronismo é, essencialmente, um fenômeno físico, associado ao movimento relativo entre os rotores de máquinas síncronas, é conveniente adotar-se algum tipo de referência diferente daquela que gira à velocidade síncrona. O método SLEP utilizado neste trabalho, adota o centro de ângulo como referência, em razão das facilidades que esta representação oferece ao entendimento do problema da estabilidade transitória e, também, na obtenção de uma expressão concisa para a função energia a ser empregada como função de Liapunov.

O centro de ângulo  $\delta_o$  e sua velocidade angular  $W_o$  é definido por [02,18,49]

$$\delta_o = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{Ng} M_i \delta_i$$

$$W_o = \frac{d}{dt} \delta_o = \dot{\delta}_o$$

onde:

$$M_T = \sum_{i=1}^{Ng} M_i$$

Definindo-se  $\theta_i = \delta_i - \delta_0$  e  $W_i = w_i - W_0$  tem-se

$$\begin{cases} M_i \dot{W}_i = Pm_i - Pg_i - \frac{M_i}{M_T} P_c - D_i W_i \\ \dot{\theta}_i = W_i \end{cases} \quad (i=1, \dots, Ng) \quad (3)$$

onde:

$$P_c = \sum_{i=1}^{Ng} (Pm_i - Pg_i)$$

é a potência acelerante do centro de ângulos.

Em vista da definição de  $\delta_0$ , os ângulos  $\theta_i = 1, 2, \dots, Ng$  e suas respectivas derivadas têm as seguintes propriedades [02,18,49]:

$$\sum_{i=1}^{Ng} M_i \theta_i = 0$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} M_i \dot{\theta}_i = 0$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} M_i \ddot{\theta}_i = 0$$

e, por consequência,

$$\theta_n = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{Ng-1} M_i \theta_i.$$

O sistema (3) descreve o movimento dos rotores dos  $Ng$  geradores em relação ao centro de ângulo. Para os casos em que o amortecimento proporcional ao desvio de velocidade for considerado nulo ou uniforme, o SEE pode ser descrito por  $2Ng-2$  variáveis [49].

A partir desta formulação, Távora [49], apresenta os conceitos de equilíbrio em frequência e equilíbrio síncrono, conforme abaixo.

**Def. Equilíbrio síncrono:**

Um sistema de potência apresenta um ponto de equilíbrio com estabilidade síncrona se

$$\begin{cases} \dot{\theta}_i = 0 \\ \ddot{\theta}_i = 0 \end{cases} \quad (i = 1, \dots, N_g - 1)$$

Esta definição é a mesma definição de estabilidade no sentido de Liapunov e tem a vantagem de explicitar que, nos casos de sistemas de energia elétrica, o conceito de estabilidade está associado apenas à excursão relativa entre os ângulos  $\theta_i$  das máquinas, independentemente da variação média dos ângulos  $\delta$ , dada por  $\delta_0$ .

A solução do sistema de equações diferenciais (3), que representa o movimento dos  $N_g$  geradores com relação ao centro de ângulo, depende da potência elétrica injetada na rede por todos os geradores. Considerando-se a preservação da topologia da rede, esta potência pode ser calculada a partir da seguinte representação genérica de uma barra de geração:

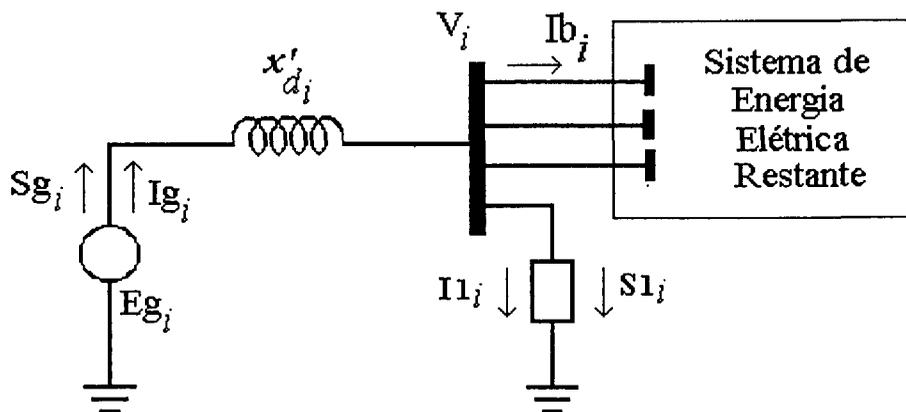


Figura 1 - Representação de uma Barra Genérica de Geração

onde:  $Eg_i = |Eg_i| (\cos \theta_i + j \sin \theta_i)$

→ Tensão atrás da reatância transitória do i-ésimo gerador

$$V_i = |V_i| (\cos \beta_i + j \sin \beta_i) = e_i + j f_i$$

→ Tensão terminal da i-ésima barra

$$Sl_i = Pl_i + j Ql_i$$

→ Potência aparente da carga conectada à i-ésima barra do sistema

$$B_{d_i} = 1.0 / x'_{d_i} \rightarrow \text{Inverso da reatância transitória do i-ésimo gerador}$$

$Ig_i$  → Injeção de corrente do i-ésimo gerador.

$Ib_i$  → Injeção de corrente na rede pelo i-ésimo gerador.

Para o modelo as seguintes relações matemáticas são válidas:

$$\begin{aligned} Ig_i &= B_{d_i} (-f_i + |Eg_i| \sin \theta_i) - j B_{d_i} (-e_i + |Eg_i| \cos \theta_i) \\ &= |Eg_i| B_{d_i} (\sin \theta_i - j \cos \theta_i) + j B_{d_i} (e_i + j f_i) \end{aligned} \quad (4)$$

$$Sg_i = Pg_i + j Qg_i$$

$$Pg_i = |Eg_i| B_{d_i} (-f_i \cos \theta_i + e_i \sin \theta_i)$$

$$Qg_i = |Eg_i| B_{d_i} (-f_i \sin \theta_i + e_i \cos \theta_i) + E_i^2 B_{d_i}$$

$$Il_j = \frac{Pl_j^0 - j Ql_j^0}{e_j^{0^2} + f_j^{0^2}} (e_j + j f_j) \quad (5)$$

onde:  $i = 1, \dots, Ng$

$j = 1, \dots, Nb$

$Ng$  → número total de geradores do SEE

$Nb$  → número total de barras do SEE (1, ..., Ng, ..., Nb)

$0$  → denota o estado de equilíbrio antes do defeito.

Das equações da rede elétrica, utilizadas no cálculo do fluxo de potência do estado de equilíbrio antes do defeito temos,

$$I_{\text{barra}} = Y_{\text{barra}} V_{\text{barra}} \quad (6)$$

Levando os resultados de (4) e (5) em (6) e lembrando que,

$$I_{b_i} = I_{g_i} - I_{l_i}$$

pode-se escrever

$$I'_{\text{barra}} = Y'_{\text{barra}} V_{\text{barra}} \quad (7)$$

onde:

$$Y'_{\text{barra}} = Y_{\text{barra}} - Y_B + Y_1 \quad (\text{Nb} \times \text{Nb})$$

$Y_{\text{barra}}$  → matriz de admitância de barra utilizada no fluxo de potência

$Y'_{\text{barra}}$  → matriz de admitância de barra modificada considerando a incorporação dos geradores representados por um equivalente Norton e das cargas modeladas por impedância constante, e

$$Y_B = \text{diag}(B_{d_i}) = \text{diag}(1.0/x'_{d_i})$$

$$Y_1 = \text{diag}(Y_{1_i}) = \text{diag}(S_{1_i}^* / |V_i|^2)$$

Para obter as tensões nas barras externas de geração, necessárias ao cálculo da potência elétrica durante o período transitório, o sistema de equações (7) deve ser resolvido. A solução de (7) pode ser feita, invertendo-se a matriz admitância de barra modificada conforme mostrado em (8). Outra forma de se calcular os elementos da sub-matriz  $Z_{gg}$  consiste em se utilizar a técnica denominada "método da coluna Z" associada com técnicas de fatoração triangular para matrizes esparsas, o que permite agilizar o processo de solução.



Em  $t = 0$  ocorre uma perturbação e a dinâmica do sistema muda de  $f^{AF}$  para  $f^{DF}$ . Durante o período  $0 < t \leq t_a$ , o sistema é governado pela dinâmica  $f^{DF}$ . Em  $t = t_a$ , após o chaveamento de equipamentos, a dinâmica do sistema passa a ser  $f^{PF}$ . No estado pré-falta,  $-\infty < t \leq 0$ , supõe-se que o sistema operava em equilíbrio em  $X(0) = X_0$ . Este ponto de operação permite que se considere o sistema descrito por:

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f^{DF}[X(t)] & 0 < t \leq t_a \\ \text{CI: } X(0) = X_0 \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f^{PF}[X(t)] & t > t_a \\ \text{CI: } X(t_a) = X_a \end{cases} \quad (11)$$

onde CI são as condições iniciais necessárias para a solução dos sistemas (10) e (11). Em  $t = t_a$ , as condições iniciais  $X(t_a)$ , necessárias para a solução de (11), são obtidas a partir da solução de (10) neste ponto. Em outras palavras, a solução de (10) fornece, a cada instante de tempo, uma condição inicial para (11). Assumindo que (11) tenha um ponto de equilíbrio estável  $X_{eq}^{PF}$ , é preciso saber se as trajetórias  $X(t)$  de (11) com as condições iniciais fornecidas por (10) em  $t = t_a$ , convergem para  $X_{eq}^{PF}$  quando  $t \rightarrow \infty$ . O maior valor de  $t_a$  que torna a premissa anterior verdadeira é denominado de tempo crítico de abertura e representado por  $t_{cr}$ .

A estabilidade assintótica do estado de equilíbrio de sistemas lineares implica que todos os movimentos convergem para o estado de equilíbrio [34], independentemente de qual seja a condição inicial. Para dinâmica de sistemas não-lineares isto não é verdadeiro. É necessário que se determine o domínio de atração em torno do estado de equilíbrio para onde todos os movimentos nele iniciados convergem.

Da discussão precedente fica claro a importância de uma metodologia capaz de estimar com precisão o domínio de atração do sistema de equações não-lineares descrito em (10) e (11). Entretanto, esta não é uma tarefa simples. O método direto de Liapunov constitui uma alternativa para o estudo da estabilidade deste tipo de sistemas, principalmente se se considera que o tempo de processamento e a qualidade dos resultados encontrados são importantes. Para sistemas de energia elétrica, utilizando-se modelos simplificados para representação das máquinas, o interior da região de atração é usualmente descrito por uma desigualdade do tipo  $V(x) < V_{cr}$  onde  $V(x)$  representa a função energia transitória utilizada como função de Liapunov do sistema

de equações (11) e  $V_{cr}$  sua energia crítica. A função energia transitória total empregada neste trabalho como função de Liapunov será definida no item 2.4

Em sistemas multimáquinas frente a contingências tipo curto-circuito, seguida de chaveamento de linhas de transmissão, a energia crítica  $V_{cr}$  depende fortemente da localização do defeito, da configuração do sistema pré e pós-defeito e do tempo de eliminação do mesmo. Quando estes aspectos não são devidamente considerados, o estudo de estabilidade transitória através do método direto de Liapunov pode apresentar resultados bastante conservativos como também otimistas.

Os procedimentos existentes na literatura para a avaliação da estabilidade transitória baseados direta ou indiretamente no segundo método de Liapunov podem ser classificados em três grupos [42]:

- GRUPO 1.** Os que utilizam o ponto de equilíbrio instável (PEI) com menor energia potencial;
- GRUPO 2.** Os que utilizam o ponto de equilíbrio instável de interesse;
- GRUPO 3.** Os que utilizam a superfície limite de energia potencial.

Os procedimentos pertencentes ao grupo 1 possuem como vantagem o fato de fornecerem um domínio de estabilidade válido para condições iniciais decorrentes de defeitos no sistema, desde que a energia total associada a estas condições seja menor que a energia potencial calculada no ponto de equilíbrio instável de menor energia ou ponto de sela mínimo. Como desvantagem, este procedimento apresenta a dificuldade de encontrar este ponto de equilíbrio instável de energia mínima e o fato de, em geral, apresentar valores de energia que contribuem para resultados conservativos.

No segundo grupo estão reunidos os procedimentos que utilizam as informações sobre a trajetória de defeito, para definir um "domínio de estabilidade", dependente da barra onde ocorreu o defeito. Para isto, as indicações fornecidas pela trajetória sob defeito são utilizadas na obtenção de uma condição inicial, a partir da qual um algoritmo de otimização fornecerá o ponto de sela de interesse. Este procedimento diminui consideravelmente a conservatividade dos resultados mas permanecem a dificuldade de determinação do ponto de equilíbrio de interesse e a dependência do resultado em relação à localização do defeito.

No terceiro grupo estão contidos os procedimentos que levam em conta a localização do defeito, da trajetória do sistema sob defeito e pós-defeito e da superfície limite de energia potencial. Destes, e tendo em vista o interesse do trabalho, destaca-se o método SLEP [07,17], desenvolvido no âmbito do GPSE/EEL/UFSC que apresenta bons resultados, é rápido, de conceituação muito simples e de fácil implementação.

Sua desvantagem, a exemplo dos procedimentos do grupo anterior reside na dependência da localização do defeito e do cálculo das trajetórias.

A superfície limite de energia potencial (**SLEP**) é determinada pelo conjunto de pontos de equilíbrio instáveis de (11) no entorno do equilíbrio estável pós-defeito e de todos os pontos de máximo da energia potencial que primeiro são alcançados ao longo de raios que emanam da origem, constitui a Superfície Limite de Energia Potencial (**SLEP**).

Esta superfície pode ser obtida com boa precisão, calculando-se a derivada direcional da Energia Potencial (definida no item 2.4) na direção dos raios que emanam da origem. O produto escalar (12) abaixo, definido no espaço de ângulos  $\theta$ , ao longo de uma trajetória qualquer, partindo do estado de equilíbrio  $\theta_{eq}$ , é negativo na região interna à **SLEP** que contém  $\theta_{eq}$ , nulo no ponto de cruzamento com a **SLEP** e positivo numa vizinhança da **SLEP** após o cruzamento.

$$\langle \nabla E_p(\theta), (\theta - \theta_{eq}) \rangle = \sum_{i=1}^{Ng} g_i(\theta) (\theta - \theta_{eq}) \quad (12)$$

onde :  $g_i(\theta) = P m_i - P g_i - D_i W_i$

Assim, dito de outra forma, define-se Superfície Limite de Energia Potencial (**SLEP**) como sendo o conjunto de pontos de máximos da função Energia Potencial que primeiro são alcançados ao longo de raios emanados do ponto de equilíbrio estável pós-defeito do sistema, transladado para a origem do espaço de ângulos  $\theta$  [18].

O emprego do método **SLEP** na determinação do tempo crítico, pode ser descrito rapidamente da seguinte forma. Inicialmente, a trajetória do sistema sob defeito é calculada até que esta cruze a superfície limite de energia potencial. Neste ponto, tomando-se  $w = \theta$ , a energia potencial obtida é usada como uma primeira estimativa da energia crítica. Em seguida, considerando-se ainda o estado do sistema durante o defeito, determina-se o instante de tempo no qual a energia total iguala-se à energia crítica inicialmente estimada. Neste instante o defeito é eliminado e a trajetória pós-defeito é monitorada até que haja tangência, ou cruzamento, ou não, com a superfície limite de energia potencial (**SLEP**). Se houver tangência com a **SLEP**, trajetória crítica, então o tempo correspondente à evolução do estado sob defeito, desde a condição inicial até ao estado usado como condição inicial para o sistema pós-defeito, é considerado como sendo o tempo crítico.

Se a trajetória pós-defeito não alcançar a **SLEP**, aumenta-se de um percentual a energia crítica anteriormente estimada. Caso haja cruzamento atua-se de forma oposta,

reduzindo-se a primeira estimativa de  $V_{cr}$ . Refaz-se então, a verificação do comportamento desta trajetória frente à SLEP.

Repete-se este procedimento até obter-se a tangência da trajetória pós-defeito com a SLEP dentro de uma precisão aceitável. Este procedimento para o cálculo de  $V_{cr}$  é o que tem proporcionado melhores resultados.

O método iterativo SLEP consiste, pois, num procedimento automático de simulação das trajetórias que leva à determinação da trajetória crítica, dentro de uma tolerância pré-especificada. O método, na sua essência, é um método híbrido, pois combina elementos da teoria de Liapunov com técnicas de simulação (com modelos simplificados) no tempo.

Neste trabalho, a análise da estabilidade transitória será feita pelo método SLEP, tal como proposto por Fonseca & Decker [18] em virtude dos resultados que tal proposição apresenta e de sua disponibilidade como metodologia já implantada no ambiente de desenvolvimento desta pesquisa.

Em testes comparativos realizados recentemente pelo CIGRÉ, com os métodos diretos [06,45]

- DIRECT → Pacote computacional da EPRI, desenvolvido pela Ontario-Hydro a partir de uma versão desenvolvida pela Iowa State University (USA),
- ISU-TEF → Pacote computacional desenvolvido pela Iowa State University (USA) e
- EEAC → Pacote computacional desenvolvido pela University of Liege (Belgium),

todos disponíveis comercialmente, a metodologia SLEP mostrou-se não só competitiva como também superior na qualidade dos resultados fornecidos em boa parte dos casos estudados [06].

Por outro lado, como afirma Martins [37] ao comparar o método SLEP com o método de simulação passo a passo utilizado pelo programa TRANSDIR, desenvolvido por Furnas Centrais Elétricas S/A : "Com as máquinas representadas pelo modelo clássico os resultados fornecidos por ambos é o mesmo". Entretanto, a rapidez computacional do SLEP e a possibilidade de determinação da margem de segurança do sistema (item 2.5) o colocam em vantagem nestes casos. Acresce-se ainda a possibilidade de se obter a sensibilidade do comportamento dinâmico do sistema a variações no despacho, por exemplo, através da função margem de segurança.

Embora estas publicações tenham surgido mais recentemente, suas afirmações fortaleceram ainda mais a decisão anteriormente tomada de se utilizar a metodologia SLEP na avaliação da estabilidade transitória e na determinação das margens de

segurança, conceito este imprescindível na correção da segurança dinâmica dos sistemas elétricos.

## 2.4 - A Função Energia

A energia transitória total associada ao sistema (3) será empregada como função de Liapunov. Sua construção é obtida multiplicando-se a  $i$ -ésima equação de potência acelerante por  $\dot{\theta}_i$ , formando-se o somatório e integrando-se em relação ao tempo. Como limite inferior usa-se  $t = t_{eq}$ , onde  $w(t_{eq}) = 0$  e  $\theta(t_{eq}) = \theta_{eq}$  é o estado de equilíbrio estável da configuração do sistema pós-defeito.

Assim, do sistema de equações (3) e considerando amortecimento nulo, tem-se

$$M_i \dot{W}_i = Pm_i - Pg_i - \frac{M_i}{M_T} P_c$$

$$\sum_i^{Ng} [(M_i \dot{W}_i - (Pm_i - Pg_i - \frac{M_i}{M_T} P_c))] \dot{\theta}_i = 0$$

Das propriedades do centro de ângulo temos,

$$\sum_i^{Ng} \frac{M_i}{M_T} P_c \dot{\theta}_i = \frac{P_c}{M_T} \sum_i^{Ng} M_i \dot{\theta}_i = 0$$

Então,

$$\sum_i^{Ng} M_i W_i dW_i - \sum_i^{Ng} (Pm_i - Pg_i - D_i W_i) d\theta_i = 0$$

e, finalmente,

$$V(\theta, W) = \int_0^{W_i} \sum_i^{Ng} M_i W_i dW_i - \int_0^{\theta_i} g_i(\theta) d\theta_i$$

$$V(\theta, W) = \frac{1}{2} \sum_i^{Ng} M_i W_i^2 - \sum_i^{Ng} \int_{\theta_{eq_i}}^{\theta_i} g_i(\theta) d\theta_i \quad (13)$$

Esta forma de se obter a função energia é conhecida na literatura [36], como a generalização do método da primeira integral. Todo sistema que possui a primeira integral é definido como um sistema conservativo [42]. A condição necessária e suficiente para um sistema da forma  $\dot{x} = f(x)$ ,  $f(0) = 0$ , com  $Ng$  estados como em (3) tenha a primeira integral, é [42]:

$$\sum_i \frac{\partial f_i}{\partial x_i} = 0.$$

A equação (13) pode ser reescrita simbolicamente na seguinte forma para fornecer

$$V(\theta, W) = E_c(W) + E_p(\theta) = E_t(\theta, w)$$

onde **Ec** e **Ep** representam respectivamente a Energia Cinética e a Energia Potencial do sistema (3) e **Et** a energia total.

## 2.5 - Margem de Segurança

O tempo associado a um ponto sobre a trajetória sob defeito tal que a evolução da trajetória pós-defeito, que começa neste ponto e tangencia a SLEP, é caracterizado como o tempo crítico para a eliminação do defeito. A esta trajetória, denominada trajetória crítica do sistema, está associada uma energia potencial crítica, **Ep<sub>cr</sub>**, medida no ponto de tangência desta com a SLEP. Este é o valor da máxima energia total que o sistema pode possuir no instante da retirada da falta.

A partir da Energia Potencial Crítica e da Energia Total do sistema sob-defeito no instante da retirada do defeito (**Et<sub>a</sub>**), define-se de forma normalizada, Margem de Segurança Dinâmica como sendo [12,26,42]:

$$Ms_i = \frac{Ep_{cr} - Et_a}{Ep_{cr}} \quad (14)$$

Esta margem é associada a  $i$ -ésima contingência. Considerando-se uma lista de contingências, pode-se definir ainda margem de segurança dinâmica para um sistema de energia elétrica como sendo

$$Ms = \min (Ms_i) \quad i \in N_c$$

onde  $N_c$  é o conjunto de índices das contingências consideradas.

Para o cálculo das energias acima, a versão atualizada do programa computacional **SLEP**, proposto em Decker [07,18], comporta avaliação da estabilidade e cálculo de margens de segurança para sistemas elétricos com até 3.000 linhas de transmissão e/ou transformadores, 2000 barras e 99 geradores.

Neste trabalho adotou-se uma versão de menor porte, todavia sem comprometimento dos resultados fornecidos, pois os algoritmos utilizados nas duas formulações são idênticos.

## 2.6 - Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o modelo matemático do sistema elétrico baseado nas hipóteses do modelo clássico para estudos de estabilidade transitória, com preservação da identidade da rede elétrica, e considerando o centro de ângulo como movimento de referência.

Foram introduzidas as expressões da energia total e da energia crítica do sistema, a noção da superfície limite de energia potencial (**SLEP**) e um método para determinação do tempo crítico de eliminação do defeito, base do estudo da estabilidade transitória a ser usado na correção da segurança.

Foi também apresentada uma forma de se definir margem de segurança normalizada para um sistema elétrico, considerando-se a energia crítica e a energia total do sistema no instante da eliminação do defeito, para um conjunto de  $N_c$  contingências a serem estudadas.

Com estas considerações, passa-se à discussão do problema da correção da segurança dinâmica, objeto dos capítulos seguintes.

## CAPÍTULO 3

### CORREÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA

#### 3.1 - Introdução

Basicamente, o planejamento de um sistema de energia elétrica, tal como descrito no item (2.1), é caracterizado em dois níveis: o planejamento da operação e o planejamento da expansão.

No âmbito da operação as condições de carga e os parâmetros do sistema podem diferir daqueles assumidos no planejamento da expansão. As configurações que realmente irão compor o sistema devem ser reavaliadas, os esquemas de emergência existentes devem ser verificados e atualizados e o atraso na entrada em operação de determinadas obras considerado. Diante deste cenário, para garantir a segurança dinâmica do sistema contra possíveis condições anormais devido a contingências, o operador deve simulá-las antes de sua ocorrência, analisar os resultados e implantar ações preventivas de controle quando for o caso.

No âmbito do planejamento da expansão os estudos contemplam a viabilidade de diferentes cenários com projeções de carga, novas unidades de geração e opções de reforço no sistema de transmissão para atendimento do mercado. Da mesma forma, a segurança dinâmica do sistema deve ser analisada visando detectar, principalmente, possíveis estrangulamentos na rede elétrica prevista para o atendimento das diretrizes dos planos energéticos. Caso limites estejam sendo violados, ações de correção da segurança devem ser preventivamente consideradas e implementadas no SEE.

Este processo, seja no âmbito do planejamento da operação ou da expansão, é chamado de Controle ou Correção da Segurança e corresponde ao controle preventivo do sistema. Este tipo de controle preventivo encontra-se disponível nos modernos centros de operação de sistemas, para prover a correção da segurança estática dos sistemas elétricos. Todavia, no tocante ao Controle da Segurança Dinâmica, talvez em razão de sua complexidade, os progressos nesta área têm sido pequenos. Somente na última década, este assunto começou a receber especial atenção dos pesquisadores e alguns avanços foram obtidos.

Este capítulo tratará a questão da Correção da Segurança Dinâmica abordando sequencialmente, a caracterização do problema e as ações possíveis para o controle corretivo, as diferentes formas de tratamento do assunto e as alternativas existentes na literatura para sua implementação.

### **3.2 - Caracterização do Problema da Correção da Segurança Dinâmica**

Os estudos de estabilidade, quando feitos por métodos indiretos com simulação passo a passo, além de requererem um longo tempo para o processamento de uma única contingência, fornecem como resultado inúmeras curvas das excursões angulares dos rotores a partir das quais o planejador/operador deve concluir sobre a estabilidade ou instabilidade do sistema elétrico. Esta metodologia, em virtude do volume e do tipo dos resultados oferecidos, dificulta sobremaneira a decisão a ser tomada. Por esta razão, torna-se atrativa a determinação de um indicador, traduzido por um único número, capaz de garantir se o sistema é ou não estável. Este índice, definido anteriormente como margem de segurança (item 2.5), não só traduz se o sistema é ou não estável como também qual a margem de segurança existente para cada uma das contingências em estudo, permitindo, portanto, sua classificação.

A Correção da Segurança Dinâmica, associada ao critério de margem de segurança, pode ser, de forma geral, caracterizada da seguinte forma [40]:

"Se um sistema é considerado inseguro para uma lista de  $N_c$  contingências analisadas, ou seja,

$$Ms^0 = \min (Ms_i^0) \leq Ms_{min} \quad i = 1, \dots, N_c$$

então, devem ser impostas ações de correção que proporcionem alterações  $\Delta Ms_i$  nas margens de segurança das contingências analisadas, de forma a garantir que

$$Ms^1 = \min(Ms_i) = \min(Ms_i^0 + \Delta Ms_i) \geq Ms_{min} \quad i = 1, \dots, N_c$$

onde  $Ms_{min}$  é a margem mínima de segurança admissível".

Desta forma, resolver o problema da correção da segurança dinâmica consiste em implementar ações corretivas capazes de tornar a margem de segurança do sistema elétrico igual ou superior à margem mínima admissível. A figura 2 mostra um sistema elétrico, representado simbolicamente por uma injeção de potência base,  $P_{bas}$ , um

perfil de tensões base,  $V_{bas}$ , e uma rede elétrica base,  $Y_{bas}$ . A este sistema está associada uma margem de segurança  $Ms^0$  que é menor que uma margem mínima admissível para a segurança. Para torná-lo seguro é preciso promover no sistema uma correção em sua segurança,  $\Delta Ms$ , através de modificações convenientes no despacho,  $\Delta P$ , e/ou no perfil de tensões,  $\Delta V$ , e/ou na rede elétrica,  $\Delta Y$ . Com as injeções modificadas,  $P_{mod}$ , e/ou o perfil de tensões modificado,  $V_{mod}$ , e/ou a rede elétrica modificada,  $Y_{mod}$ , o SEE passa a operar numa região de maior segurança.

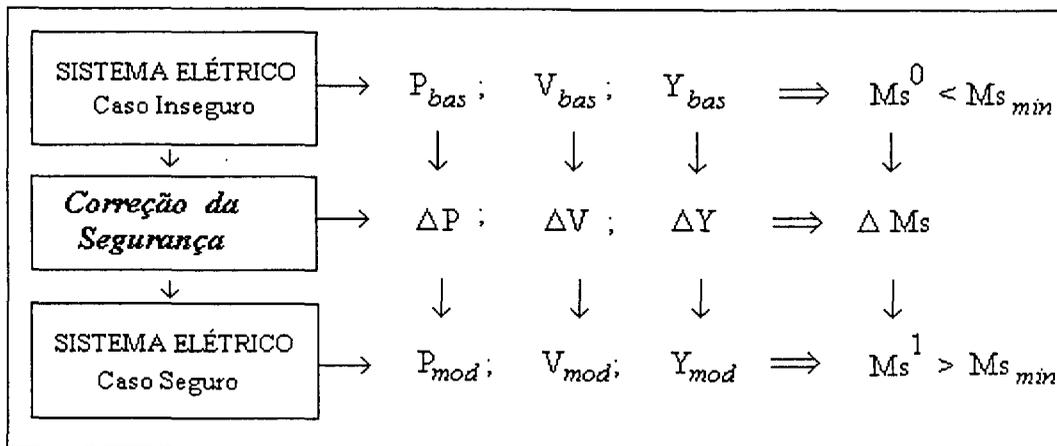


Figura 2 - Ações de Controle para a Correção da Segurança Dinâmica

Independente da ação de controle exercida para a correção da segurança, deve-se observar que, qualquer uma delas tem como objetivo deslocar o ponto de operação pré-defeito do sistema elétrico, para uma região de maior segurança. Em outras palavras, aumenta-se a capacidade do sistema em manter o sincronismo entre geradores frente a uma lista de  $N_c$  contingências possíveis de ocorrer.

### 3.3 - Formas de Tratamento do Assunto

O número de referências disponíveis, abordando a questão do Controle da Segurança Dinâmica é, ainda, bastante reduzido. Embora tenham todas o mesmo objetivo, ou seja, estabelecer uma relação de dependência da margem de segurança com a ação de controle desejada, as propostas existentes diferem basicamente em dois aspectos: quanto à estratégia de abordagem do problema e quanto ao procedimento matemático utilizado.

Com relação ao aspecto abordagem do problema, estas se caracterizam por procurar estabelecer uma relação direta/indireta da margem de segurança com a ação de controle escolhida. Neste texto, uma relação de dependência direta é entendida como aquela onde o deslocamento do ponto de operação pré-defeito é obtido diretamente a partir da ação de controle efetivamente implementada no sistema, consideradas as restrições operativas pertinentes. Por outro lado, uma relação indireta é aquela onde a ação de controle, consideradas as restrições operativas, é obtida após o deslocamento do ponto de operação pré-defeito do sistema para uma região de maior segurança. Neste caso, o deslocamento do ponto de operação pré-defeito é conseguido através da utilização de uma técnica direta, onde restrições de ordem operativas não são consideradas. Exemplificando temos a correção da segurança via alterações topológicas da rede obtida a partir de ações de redespacho.

Já quanto ao modelo matemático, alguns autores resolvem o problema via análise de sensibilidade, utilizando para isto modelos linearizados de primeira ordem, enquanto outros utilizam para análise uma direção viável para modificações nos despacho, obtida a partir da tangência da trajetória pós-defeito com a superfície limite de energia potencial, que contém os pontos de equilíbrio instáveis do sistema, e o ponto de equilíbrio estável pós-defeito, onde as não linearidades do modelo são observadas.

Em síntese, para a correção da margem de segurança temos as seguintes formas para tratamento do problema:

$$\left\{ \begin{array}{l} - \text{Relação Direta} \\ - \text{Relação Indireta} \end{array} \right. - \left\{ \begin{array}{l} - \text{Análise de Sensibilidade} \\ - \text{Direção Viável} \\ - \text{Análise de Sensibilidade} \\ - \text{Direção Viável} \end{array} \right.$$

### **3.4 - Alternativas Encontradas na Literatura**

Neste item, os métodos semelhantes nos aspectos apontados no item anterior foram agrupados, de forma a facilitar a apresentação dos mesmos.

#### **GRUPO I**

Neste grupo a aplicação da função energia na Correção da Segurança Dinâmica foi primeiramente proposta por Fonseca et alli [22,24] onde os domínios de estabilidade são calculados através do método do politopo proposto por Doraiswami [08]. A margem de segurança utilizada é definida da mesma forma, porém não

normalizada. São desprezadas as condutâncias de transferência e a matriz de admitâncias de barras é reduzida aos nós internos de geração.

Uma trajetória pós-defeito, que começa em um ponto da trajetória sob defeito no instante em que o defeito é eliminado, tangencia o politopo num ponto com mínima energia potencial determinando um domínio de estabilidade. Afastar o ponto de equilíbrio pré-defeito da face onde ocorreu a tangência da trajetória pós-defeito com o politopo, implica em aumentar o domínio de estabilidade do sistema. A direção definida pelo ponto de tangência da trajetória com o politopo e o ponto de equilíbrio pós-defeito é uma direção de interesse no sentido de aumentar a segurança do sistema elétrico [24].

A partir desta direção um modelo incremental é desenvolvido em função dos acréscimos no vetor de injeções de potência ativa nodal, de modo a minimizar o desvio em torno do ponto nominal de operação. A solução encontrada representa um redespacho de geração e/ou alívio de carga.

A conservatividade dos resultados e o fato de considerar apenas contingências tipo saída de equipamentos de operação constituem a principal limitação a estes procedimentos.

Ainda, como uma extensão destes métodos, encontra-se a referência Fonseca & Minussi [22] onde são consideradas também contingências tipo curto-circuito. Como os domínios de estabilidade são calculados pelo método do politopo, os resultados, apesar de melhores, ainda permanecem conservativos.

Posteriormente, Fonseca & Decker [18] propuseram uma nova metodologia para a análise da estabilidade transitória e o cálculo da energia potencial crítica do sistema, com a introdução do método SLEP (item 2.3) em lugar do politopo. Foram incorporadas a preservação da identidade da rede elétrica e a possibilidade de análise de multicontingências, a partir da utilização do conceito de margem de segurança normalizada. Os resultados fornecidos pela nova proposta são qualitativa e quantitativamente superiores à anterior, comprovando a eficiência do método e indicando-o como uma ferramenta útil e de fácil utilização, tanto no planejamento quanto na operação de sistemas elétricos. Estes resultados foram, então, usados por Fonseca & Pedroso [23], onde uma direção viável de modificações no despacho é obtida a partir do método SLEP.

A partir do deslocamento do ponto de operação pré-defeito para uma região de maior segurança, obtido a partir de alterações no despacho [23], Fonseca & Cardoso [14] propuseram uma metodologia para a correção da segurança via alterações na topologia da rede. As modificações na topologia são obtidas comparando-se o ponto de operação e os fluxos nas linhas para o despacho inicial, com o ponto de operação para o despacho modificado. Os resultados caracterizam-se por compensações série,

duplicação de circuitos existentes ou inclusão de novas linhas de transmissão. Como a correção da segurança dinâmica visa, basicamente, o redirecionamento dos fluxos nos circuitos da rede, os autores abandonaram esta forma de abordagem do problema em razão dos pressupostos feitos para solução do problema. Mais tarde, em [15,16], os autores formularam uma nova proposta para a correção da segurança dinâmica de SEEs, via alterações na topologia da rede, baseado num problema de programação não-linear, cujo desenvolvimento é mostrado em detalhe no capítulo 6 deste trabalho.

## **GRUPO II**

Neste grupo os trabalhos tiveram início com Pai et alli [44]. Uma expressão analítica para a sensibilidade da margem de segurança em relação às potências geradas é apresentada. São considerados o modelo clássico para representação das máquinas e apenas contingências tipo curto-circuito, sem chaveamento de linhas ou equipamentos. O cálculo da sensibilidade é feito sobre uma margem de segurança normalizada, considerando-se apenas um conjunto de máquinas pré-definidas que deverão participar da ação de controle.

O procedimento requer, além de outros cálculos, a inversão de uma matriz de ordem  $N_g$  para cada parâmetro analisado, o que torna o processo oneroso caso se considere todas as máquinas do sistema elétrico e multicontingências. A determinação da energia crítica é feita considerando o ponto de equilíbrio instável de interesse, sem considerar o comportamento transitório pós-defeito tornando, desta maneira, os resultados conservativos ou, às vezes, otimistas.

Posteriormente, este procedimento foi aprimorado por Vital et alli [51]. Entretanto, em função da forma de determinação da energia crítica os resultados, apesar de melhores, são de serem obtidos. A partir de simplificações nas formulações anteriores, é desenvolvida uma proposta de determinação da sensibilidade da margem de segurança em relação a um parâmetro genérico  $\alpha$  do sistema, visando tornar unificado o cálculo da correção da segurança. Para tanto são consideradas alterações no despacho, na carga e na rede elétrica. O conceito de grupo de máquinas críticas é usado na determinação de uma sensibilidade de primeira ordem da margem de segurança não normalizada, quando do cálculo das modificações que devem ser impostas ao sistema elétrico.

Os testes realizados em [50] mostraram boa precisão do método, tanto na alteração dos despachos quanto na alteração das cargas, quando o tratamento dispensado às modificações é individual ou por pequenos grupos. A qualidade dos resultados, neste caso, prende-se ao fato de que pequenas modificações nestes parâmetros afetam a margem de segurança de forma linear.

Entretanto, os resultados obtidos com as alterações topológicas, quando é analisado o efeito de modificação em uma única linha do sistema, deixam a desejar quanto à precisão alcançada. Observou-se que uma alteração na rede resulta numa alteração não-linear da margem de segurança, o que torna o modelo linear de primeira ordem insuficiente. Informam os autores que modelos de ordem superior estão sendo investigados e serão objeto de publicações futuras.

### **GRUPO III**

Neste grupo a correção da segurança é formulada através da margem de segurança não normalizada, expressa em função do fluxo de potência em determinados pontos da rede. Esta metodologia, proposta por El Kady et alli [11], computa o máximo fluxo correspondente à margem de segurança igual a zero, utilizando para isto o ponto de equilíbrio instável na determinação da energia crítica.

Inicialmente, para uma dada contingência, são computados os fatores de sensibilidade da margem de segurança com respeito aos fluxos de potência em linhas previamente escolhidas. Em seguida, a partir destes fatores e para o caso de margens de segurança positivas, encontra-se o incremento máximo de fluxo nas linhas selecionadas que os tornarão fluxos críticos. Utilizando-se então, de fatores de distribuição e dos acréscimos nos fluxos, novas potências geradas podem ser calculadas de forma a fornecer ao operador o ajuste máximo das injeções nodais de potência ativa.

As dificuldades no uso deste procedimento residem na necessidade do cálculo dos fatores de sensibilidade da margem de segurança (um fator por linha por contingência) e dos fatores de distribuição que devem ser calculados para cada ponto de operação. Ressalta-se ainda o fato de que, sendo a margem negativa para uma determinada contingência, a estratégia de controle a ser utilizada não é apontada pelos autores.

Considerando ainda a maximização dos fluxos de intercâmbio, Montoya [41] propõe um método baseado na solução de um problema de otimização. As restrições estáticas da rede e as restrições de estabilidade transitória são aproximadas por modelos lineares de primeira ordem. A maximização do incremento de intercâmbio simultâneo de uma área é adotada como função objetivo linear, resultando em um problema de programação linear. Os incrementos de fluxo são obtidos através de alterações no despacho, respeitada a margem de segurança mínima admissível calculada a partir do programa SLEP.

O método constitui-se numa ferramenta eficaz no cálculo de intercâmbio máximo entre áreas. Sua rapidez é comprometida com o aumento do número de áreas analisadas e com a escolha do ponto inicial de operação.

#### **GRUPO IV**

Neste grupo encontram-se as propostas apresentadas por Xue & Ribbens-Pavella [54] onde conjuntos de máquinas críticas são identificados a partir da dinâmica do sistema sob-defeito sendo, em seguida, representados por um equivalente máquina-barra infinita. A partir deste modelo os autores desenvolveram uma metodologia utilizando modelos de segunda ordem, para cálculo da sensibilidade da margem de segurança em relação a diversos parâmetros do sistema.

O desempenho deste método foi analisado em Fonseca et al [19], onde ficou evidenciado que os resultados fornecidos nem sempre são satisfatórios uma vez que, não se considerando a dinâmica do sistema pós-defeito, a identificação exata do grupo de máquinas que perdem o sincronismo fica comprometido.

Esta metodologia é também abordada por Xue & Ribbens-Pavella [54] e Lemon et alli [35] onde, após ter sido feita a correção da segurança com base no modelo equivalente máquina-barra infinita, os testes para validar os resultados encontrados são feitos, não sobre o sistema completo, mas sim, utilizando o mesmo sistema máquina equivalente-barra infinita.

#### **GRUPO V**

Neste grupo a correção da segurança dinâmica é apresentada a partir do desenvolvimento de relações entre a margem de segurança e o vetor angular do sistema elétrico pré-falta. O método proposto por Fonseca & Minussi [21, 40] visa unificar o cálculo para diferentes estratégias de controle bastando apenas efetuar uma transformação de variáveis, embora, nas publicações apresentadas, tenha sido dado enfoque somente às ações do tipo redespacho de geração. O método SLEP, em razão dos bons resultados fornecidos, é usado na análise da estabilidade transitória e no cálculo das margens de segurança.

Através da análise de sensibilidade de primeira ordem, são desenvolvidas expressões relacionando o deslocamento da posição angular pré-falta com os incrementos na margem de segurança. Para cada contingência analisada, o processo considera as configurações pré-falta, sob falta e pós-falta e fornece como resultado um vetor de sensibilidades da margem de segurança em relação à posição angular pré-defeito das máquinas do sistema.

As alterações no despacho são obtidas relacionando-se a inversa da matriz jacobiana do sistema com o vetor de sensibilidade calculado pelo procedimento proposto quando uma lista de contingências é analisada. O método incorpora ainda a solução de um problema de programação linear, minimizando os desvios do ponto de operação inicial, sujeito às restrições do balanço de potência e das limitações físicas das máquinas síncronas. Através de um índice de esforço de deslocamento de margem de segurança, o número de contingências a ser monitorado é reduzido, impondo, assim, maior rapidez ao método.

Constituindo-se numa variante deste modelo, Bettiol [04,13] desenvolveu uma metodologia que consiste na determinação da sensibilidade da margem de segurança em relação às tensões nas barras de geração do sistema elétrico. De forma semelhante as barras mais sensíveis são determinadas e o incremento de tensão é quantificado por meio de um algoritmo que leva em conta um critério de mínimo desvio do ponto nominal de operação. A grande restrição do método reside nos estreitos limites impostos às tensões da rede elétrica.

A limitação destes métodos está no tratamento linear de um problema essencialmente não-linear. Para deslocamentos expressivos da margem de segurança sem comprometimento dos resultados, impõe-se a necessidade de menores intervalos para ajuste dos coeficientes do modelo linearizado ou sua extensão para um modelo de ordem superior. Em ambos os casos, porém, haverá um aumento considerável do tempo de cálculo.

### **3.5 Conclusão**

Com excessão das técnicas apresentadas no grupo III, as demais buscam determinar uma ação de controle para correção da margem de segurança do sistema. Quanto à estratégia de abordagem do problema, as referências apresentadas nos grupos II e IV tratam a correção da segurança na forma direta e utilizam como procedimento matemático uma análise de sensibilidade de primeira ordem. Já as referências apresentadas no grupo V, diferentemente das anteriores, conquanto utilizem o mesmo modelo matemático, adotam uma estratégia indireta, buscando primeiramente determinar o deslocamento que deve ser imposto ao vetor angular do sistema pré-defeito e a partir daí determinar a ação de controle. As referências [08,22,23,24] apresentadas no grupo I tratam de forma direta o problema, determinando as ações de controle a partir da análise de uma direção viável obtida a partir do ponto de tangência da trajetória pós-defeito com a superfície limite de energia potencial e do ponto de equilíbrio estável pós-defeito. Já as referências [14,15,16] resolvem o problema de forma indireta transformando as ações de redespacho em modificações na rede elétrica.

As descrições, observações e críticas às propostas existentes na literatura para o controle da segurança dinâmica foram feitas quando da apresentação das mesmas.

Observa-se que somente nos últimos dez anos este problema mereceu atenção dos especialistas no assunto, tendo crescido significativa e comparativamente o número de referências nos últimos cinco anos. Os métodos desenvolvidos por [Fonseca & Pedroso] e [Fonseca & Minussi] são eficazes embora, para este último, sejam necessários ainda mais investimentos em estudos para se obter maior confiabilidade e sistematização. Percebe-se nitidamente que o redespacho de geração é a ação de controle mais explorada para correção da margem de segurança dinâmica dos sistemas. A modificação no perfil de tensão, embora se apresente como a alternativa de controle mais atrativa dos pontos de vista prático e econômico, mostra-se menos eficaz que o redespacho face à estreita faixa de tensão tolerada no sistema elétrico. As ações de correção da segurança como, alterações na rede elétrica, por exemplo, foram pouco ou nada exploradas. Torna-se oportuno portanto, o desenvolvimento de uma metodologia que possa fornecer ao analista de sistemas de energia elétrica outras ações de controle que possam facilitar suas decisões sobre a correção da segurança dinâmica, principalmente quando ações de controle do tipo redespacho, por exemplo, já tenham sido esgotadas ou quando estas não se aplicarem ao caso em estudo.

Nos capítulos seguintes são propostos dois algoritmos para tratamento deste assunto baseados numa direção viável para modificações no despacho e numa forma indireta de abordagem do problema. A ação de controle escolhida é a alteração topológica da rede. Busca-se assim, ao explorar esta oportunidade, contribuir no sentido de que o leque de ferramentas disponíveis para a Correção da Segurança Dinâmica seja, no mínimo, ampliado.

## CAPÍTULO 4

# O PROBLEMA GERAL DA CORREÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA VIA ALTERAÇÕES TOPOLÓGICAS DA REDE

### 4.1 Introdução

As linhas de transmissão de um sistema de energia elétrica, representadas através do modelo  $\pi$ , podem ser caracterizadas por quatro parâmetros concentrados: sua resistência e indutância série e sua condutância e capacitância em derivação. Estes quatro parâmetros são função do projeto da linha, ou seja do tipo e diâmetro do condutor, do espaçamento existente entre eles e de sua distância ao solo, da frequência de operação, da temperatura ambiente, entre outros.

Principalmente para linhas longas, o comportamento elétrico de uma linha de transmissão está vinculado aos valores da reatância série e da capacitância em derivação, em razão da predominância destas no circuito. Neste aspecto a resistência série desempenha papel secundário, apesar de sua importância na determinação das perdas [39]. A condutância em derivação, embora inexistente nesta representação, será considerada na formulação, no sentido de ampliar o número de variáveis livres para a solução do problema.

Se estes parâmetros são alterados de forma conveniente, a capacidade de transmissão do SEE cresce, garantindo-lhe um perfil mais uniforme de tensão, menores aberturas angulares entre barras adjacentes e maior suportabilidade frente a defeitos tipo curto-circuito com saída de equipamento. Em outras palavras, garante-se ao sistema uma operação mais segura.

Este capítulo tem por objetivo introduzir o problema geral da Correção da Segurança Dinâmica, via alterações topológicas da rede, baseado na metodologia SLEP proposta por Fonseca & Decker [07] e na direção viável S proposta por Fonseca & Pedrosa [23]. Apresenta-se inicialmente, a metodologia S que será utilizada na determinação do deslocamento do ponto de operação pré-defeito para uma região de maior segurança. Em seguida a questão geral da correção da segurança dinâmica via

alterações topológicas é abordada. Para facilitar a compreensão, a discussão é feita a partir de um sistema elétrico simplificado.

## 4.2 Direção Viável S

A formulação do modelo do sistema elétrico baseado nas coordenadas do centro de ângulo, e a simulação das trajetórias feitas pelo método SLEP, permitem que se conheçam as posições angulares instantâneas das máquinas. Num dado instante de tempo, algumas destas máquinas estarão adiantadas, enquanto outras se encontrarão atrasadas em relação ao centro de ângulo. Estes desvios, resultantes de acelerações prévias desiguais, quando medidos no instante que a trajetória crítica tangencia a SLEP, podem ser considerados afastamentos críticos ou desvios limites para a estabilidade, uma vez que estão associados à posição de máxima energia potencial encontrada na direção da trajetória. A partir destas considerações, pode-se estabelecer um procedimento heurístico para a identificação das máquinas críticas, isto é, das máquinas mais suscetíveis à perda de sincronismo.

A correção da segurança obtida a partir da direção viável S, é feita através de ações iterativas de redespacho que recaem sobre as máquinas mais críticas. Neste caso, as máquinas mais adiantadas devem ter suas gerações diminuídas, e as mais atrasadas devem ter seus despachos aumentados. Na prática, estes deslocamentos de geração ficam limitados a um número reduzido de máquinas, dentre aquelas que foram previamente especificadas para participarem desta ação. Os montantes redespachados baseiam-se em percentuais prefixados, respeitando-se também as capacidades máximas de geração por máquina [46].

O tratamento analítico deste procedimento, apresentado por Fonseca & Pedroso em [23], é reproduzido a seguir.

Inicialmente, as condutâncias equivalentes de linhas da rede reduzida às barras internas de geração, são desconsideradas. Neste caso, a potência elétrica dos geradores pode ser expressa por

$$P_{g_i} = |E_{g_i}|^2 G_{ii} + \sum_{j=1 \neq i}^{Ng} |E_{g_i}| |E_{g_j}| B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (i=1, \dots, Ng). \quad (15)$$

onde:

$G_{ii}$  → Carga equivalente na i-ésima barra de geração;

$B_{ij}$  → Susceptância de transferência entre as barras internas do i-ésimo e do j-ésimo gerador.

Como demonstrado anteriormente no item (2.2) tem-se

$$\sum_{i=1}^{Ng} M_i \ddot{\theta}_i = \sum_{i=1}^{Ng} M_i \ddot{\delta}_i - \sum_{i=1}^{Ng} M_i \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{Ng} M_i \ddot{\delta}_i = 0 \quad (16a)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} M_i \dot{\theta}_i = 0 \quad (16b)$$

e ainda

$$M_i \ddot{\theta}_i = P_{m_i} - P_{g_i} - \frac{M_i}{M_T} P_c \quad (i=1, \dots, Ng-1) \quad (17)$$

$$\theta_n = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{Ng-1} M_i \theta_i$$

que descrevem o chamado modelo com referência centro de ângulo.

De forma diferente, da dependência linear dada em (16a) e (16b), conclui-se que, conhecidas as variáveis  $\theta_i (i=1, \dots, Ng-1)$  pode-se calcular  $\theta_n$  e  $\dot{\theta}_n$ . Assim, é suficiente resolver  $(Ng-1)$  equações diferenciais de 2ª ordem em  $\theta_1, \dots, \theta_{Ng-1}$  e suas derivadas.

Tomando-se agora o movimento da n-ésima máquina em (17) como referência, define-se [12,42]

$$\alpha_i = \theta_i - \theta_n = (\delta_i - \delta_0) - (\delta_n - \delta_0) = \delta_i - \delta_n \quad (18)$$

para que o sistema (15) seja reduzido e a função energia tome a forma

$$E = E_c + E_p = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{Ng} M_i \dot{\alpha}_i^2 + E_p \quad (19)$$

onde:

$$\begin{aligned}
Ep(F, z + \alpha) = & \sum_{i=1}^{Ng-2} \sum_{j=i+1}^{Ng-1} C_{ij} [-\cos(z_{ij} + \alpha_{ij}^{eq}) + \cos(\alpha_{ij}^{eq}) + \\
& -z_{ij} \operatorname{sen}(\alpha_{ij}^{eq})] + \\
& \sum_{i=1}^{Ng-1} C_{ij} [-\cos(z_i + \alpha_i^{eq}) + \cos(\alpha_i^{eq}) - z_i \operatorname{sen}(\alpha_i^{eq})]
\end{aligned}$$

onde

$$C_{ij} = Eg_i Eg_j B_{ij}.$$

A função energia potencial acima é constituída de parcelas da forma

$$\begin{aligned}
g_k(\tau) &= g_k(\tau_k) \\
&= C_{ij} \left[ -\cos(\tau_k + \tau_k^{eq}) + \cos(\tau_k^{eq}) - \tau_k \operatorname{sen}(\tau_k^{eq}) \right] \quad (20)
\end{aligned}$$

onde:

$$\alpha_{ij}^{eq} = \alpha_i^{eq} - \alpha_j^{eq},$$

$$\alpha = z + \alpha^{eq},$$

$$z_i = \tau_k \quad (k=1, \dots, Ng-1)$$

$$z_{ij} = z_i - z_j = \tau_k \quad (k=Ng, \dots, m)$$

onde  $m$  representa o número de ramos do grafo associado à rede elétrica reduzida às barras internas das máquinas.

Note-se que o uso de  $z$  corresponde a uma translação do equilíbrio do sistema para a origem. Considerando uma região  $L$  dada por [17]

$$L = \{ z \mid (-\pi - 2\tau_k^{eq}) \leq (\pi - 2\tau_k^{eq}) \} \quad (21)$$

a função energia potencial é definida positiva e radialmente crescente, além de sua derivada em relação ao tempo ser nula, no caso sem amortecimento. Isto pode ser visto

se for considerada como na equação (20) a decomposição da energia potencial em parcelas  $g_k$  [17].

Portanto, a função  $E$ , dada em (19), pode ser usada como função de Liapunov na região  $L$ , para estudo da estabilidade da origem do sistema.

Ainda, tendo em vista (20), modificações no ponto de operação pré-defeito provocam variações no ponto de mínimo e no ponto de máximo das parcelas  $g_k(\tau)$ , simétricas em relação ao ponto  $\tau_k + \tau_k^{eq} = \pi/2$ .

As alterações que afastam o ponto de mínimo de  $g_k(\tau_k)$  de  $\pi/2$ , provocam também afastamento equivalente das faces do politopo  $L$  associadas aos máximos de  $g_k(\tau_k)$ . Isto é análogo ao afastamento de um objeto colocado inicialmente numa posição e afastado em relação a um espelho plano. Sua imagem se afastará igualmente em relação a um espelho, cuja superfície equivale ao ponto  $\pi/2$ .

Conceituando-se a determinação de um domínio de estabilidade como um problema de otimização pode-se escrever

$$\begin{cases} \min E_p \\ \text{s.a } z \in \delta L, \end{cases} \quad (22)$$

onde  $\delta L$  é fronteira de  $L$  [8]. Este domínio será especificado pela face de  $L$  onde ocorre a tangência com uma superfície de nível da função energia potencial, uma vez que, a parcela referente à energia cinética,  $E_c$ , para qualquer  $\alpha$ , é sempre definida positiva e não constitui restrição para o uso da energia total do sistema elétrico como função de Liapunov.

Para se obter melhorias no domínio de estabilidade pode-se alterar o ponto de operação pré-defeito modificando-se a distribuição de potência ativa entre as máquinas geradoras. Se uma pequena modificação é feita em uma direção conveniente, pode-se ter como resultado um pequeno afastamento do ponto de operação da face onde se deu a tangência. Com isto obtém-se um aumento do domínio de estabilidade. Uma direção viável para modificação do ponto de operação pré-defeito será então:

$$S = \alpha^t - \alpha^{eq} \quad (23)$$

onde o superescrito (t) indica o ponto de tangência. Como mostrado em [15]

$$\alpha = G\theta. \quad (24)$$

Isto significa que existe uma correspondência entre os pontos que definem o politopo  $L$  no espaço de ângulos de  $\alpha$  e pontos do espaço de ângulos  $\theta$ , que definem

um correspondente  $L_\theta$  e vice-versa. Da mesma forma, para indicação de melhoria no domínio de estabilidade, usando-se  $S$  e a matriz  $G^{-1}$ , pode-se obter uma direção  $S'$  dada por

$$S' = G^{-1}(\alpha^t - \alpha^{eq}) \quad (25)$$

no espaço com referência centro de ângulos.

As discussões precedentes referem-se a modelos onde as condutâncias equivalentes de linhas da rede reduzida às barras internas de geração, foram desprezadas. O uso da superfície limite de energia potencial ao invés do politopo sugere a utilização da direção  $S$  obtida a partir da tangência da trajetória pós-defeito com esta superfície, conforme mostrado na figura 3.

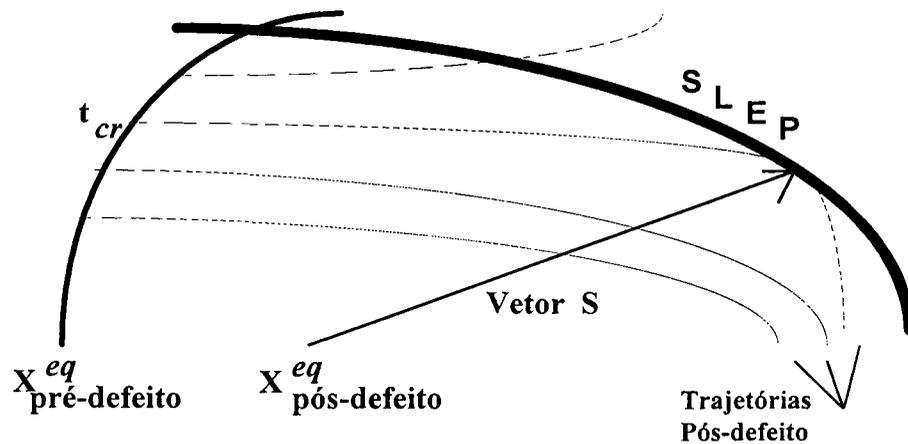


Figura 3 - Direção Viável  $S$

No subespaço de ângulos o vetor  $S$  estabelece uma medida do afastamento do ponto de equilíbrio pós-defeito em relação à fronteira da  $SLEP$ . A condição inicial que estabelece a trajetória pós-defeito que tem um ponto de tangência com esta superfície, e fica contida no interior da região por ela definida, determina, no ponto de tangência, uma distância mínima à  $SLEP$ .

Esta distância entre a trajetória  $X(t)$ , definida pelas equações (10) e (11), item (2.3), e a  $SLEP$  pode ser escrita como segue [23]:

$$d^* = \min\{d \mid d = \|X(t) - y\|, y \in SLEP\}.$$

No ponto de tangência esta distância é zero. Assim, geometricamente,  $-S$  é uma direção inicial de mudança do ponto de operação para se aumentar  $d^*$ , considerando a mesma trajetória  $\mathbf{X}(t)$ . Isto significa que quando se modifica o ponto de equilíbrio pós-defeito na direção  $-S$ , aumenta-se  $d^*$  e o SEE ganha mais folga para percorrer a trajetória durante o defeito. Em outras palavras, o tempo crítico para eliminação do defeito torna-se maior.

A mudança no ponto de operação é, na verdade, feita na condição de operação normal do sistema pré-defeito, através de alterações nos despachos. Como, por hipótese, as potências mecânicas são mantidas constantes durante o transitório esta modificação se reflete para o ponto de operação pós-defeito. Desta forma, obtem-se como consequência, um aumento do domínio de atração do ponto de equilíbrio pós-falta, de forma a permitir que a trajetória  $\mathbf{X}(t)$ , iniciada em  $\mathbf{X}_{eq}$  pré-defeito, venha a convergir para esta região.

### **4.3 A Transmissão da Energia Elétrica**

Da teoria da propagação de energia ao longo de uma linha de transmissão, a equação que relaciona as tensões no início e no final da linha, particularizada para o caso sem perdas é dada por [39]:

$$V_g = V_L \cos \phi + j Z_0 \sin \phi \left( \frac{S_L^*}{V_L} \right) \quad (26)$$

onde:

- $\phi$  → comprimento elétrico da linha de transmissão
- $V_g$  → tensão complexa no início da linha
- $V_L$  → tensão complexa no final da linha
- $Z_0$  → impedância característica
- $S_L$  → carga conectada no final da linha.

Impondo-se à equação (26)  $V_g = 1.0$  pu,  $\phi = 0,405$  rad (200 milhas ou 320 km, 60 Hz) e variando-se a potência entregue à carga, pode-se determinar a variação de  $V_L$ , mantido invariante o fator de potência. Este resultado é mostrado na figura 4 para vários fatores de potência da carga, onde  $P$  representa a potência transmitida e  $P_0$  a potência natural da linha.

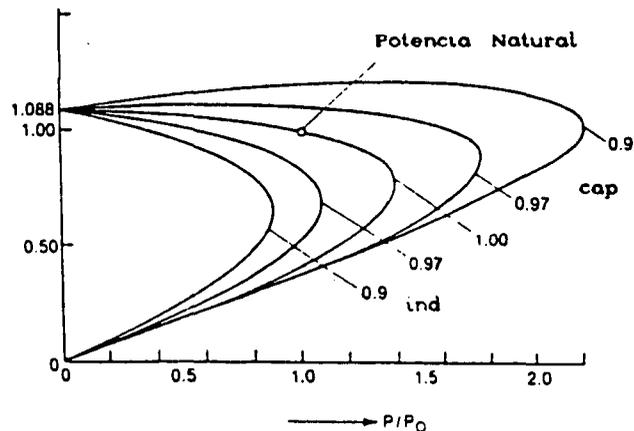


Figura 4 - Variação da Tensão Terminal da Linha em Função da Potência Transmitida

Uma propriedade fundamental na transmissão em corrente alternada torna-se evidente a partir da observação dos resultados da figura anterior. Para cada fator de potência da carga existe um valor máximo de potência ativa possível de ser transmitida. Outra característica que deve ser observada é o perfil da tensão no terminal receptor. Para fatores de potência da carga em atraso, caso mais comum, a variação da magnitude da tensão é bastante acentuada, chegando a atingir cerca de 50% de queda em relação à tensão no início da linha quando se opera em torno da potência máxima transmissível.

Se se considera agora o efeito do comprimento da linha, observa-se que a variação no perfil de tensão é ainda mais acentuada, o que limita a transmissão a faixas operativas bastante estreitas. Este comportamento é ilustrado nas figuras 5 e 6 para linhas de 100, 200, 300, 400 e 500 milhas de comprimento.

A partir do exame das figuras anteriores pode-se concluir que a faixa admissível de operação para linhas de comprimento superior a 200 milhas (320 Km) é bastante reduzida. Mesmo alimentando cargas de elevado fator de potência, observa-se que a potência máxima transmitida está limitada às vizinhanças da potência natural  $P_0$  e que, qualquer outro ponto de operação fora desta região obriga a tensão no terminal receptor a atingir valores operativamente inaceitáveis.

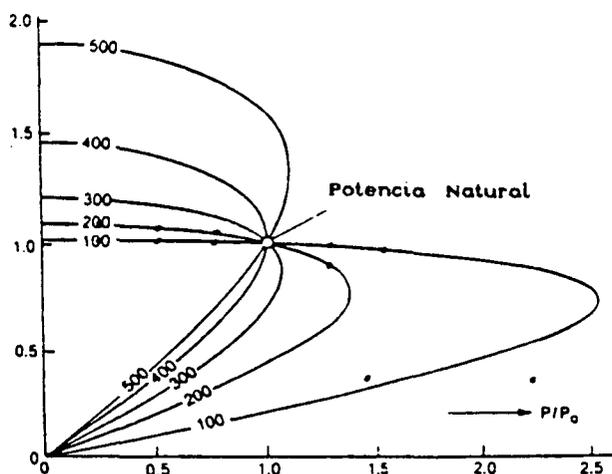


Figura 5 - Variação da Tensão Terminal da Linha em  
Função da Potência Transmitida  
Fator de Potência 0.97 Ind.

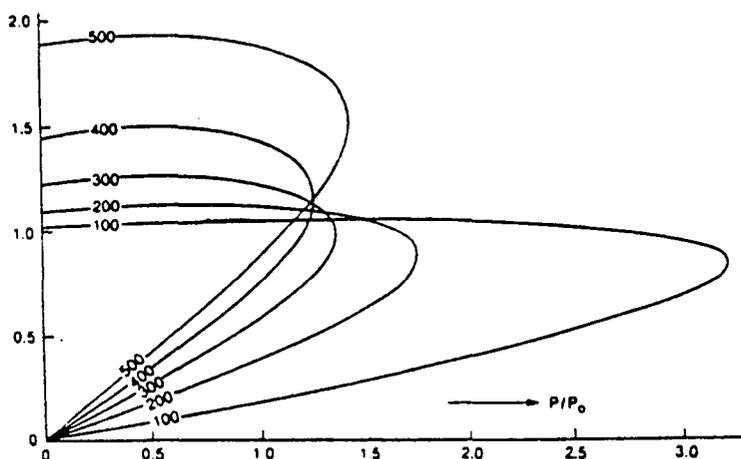


Figura 6 - Variação da Tensão Terminal da Linha em  
Função da Potência Transmitida  
Fator de Potência Unitário

Do ponto de vista da estabilidade transitória, o sincronismo entre máquinas pode ser perdido caso o sistema de transmissão, diante da ocorrência de uma falta tipo curto-circuito seguida de retirada de equipamento, por exemplo, não escoe adequadamente as potências ativas geradas.

Durante o período de exposição à falta, as máquinas do sistema ficam submetidas a acelerações diferentes, quebrando temporariamente o sincronismo existente no período pré-falta. O processo dinâmico que se desenvolve no período com a falta mantida, impõe variações na energia potencial fazendo surgir uma parcela adicional de energia cinética assíncrona, associada ao movimento relativo dos rotores. Com a eliminação da falta, o sistema reage mais fortemente, buscando recuperar, no tempo, o sincronismo entre máquinas. Neste processo de retomada do sincronismo, ou de anulação dos movimentos relativos dos rotores, o montante de energia cinética adquirido durante a falta, vai se convertendo em energia potencial [46].

A figura 7 ilustra esta situação para um sistema hipotético máquina-barras infinita, onde os torques de amortecimento e as perdas foram desprezadas.

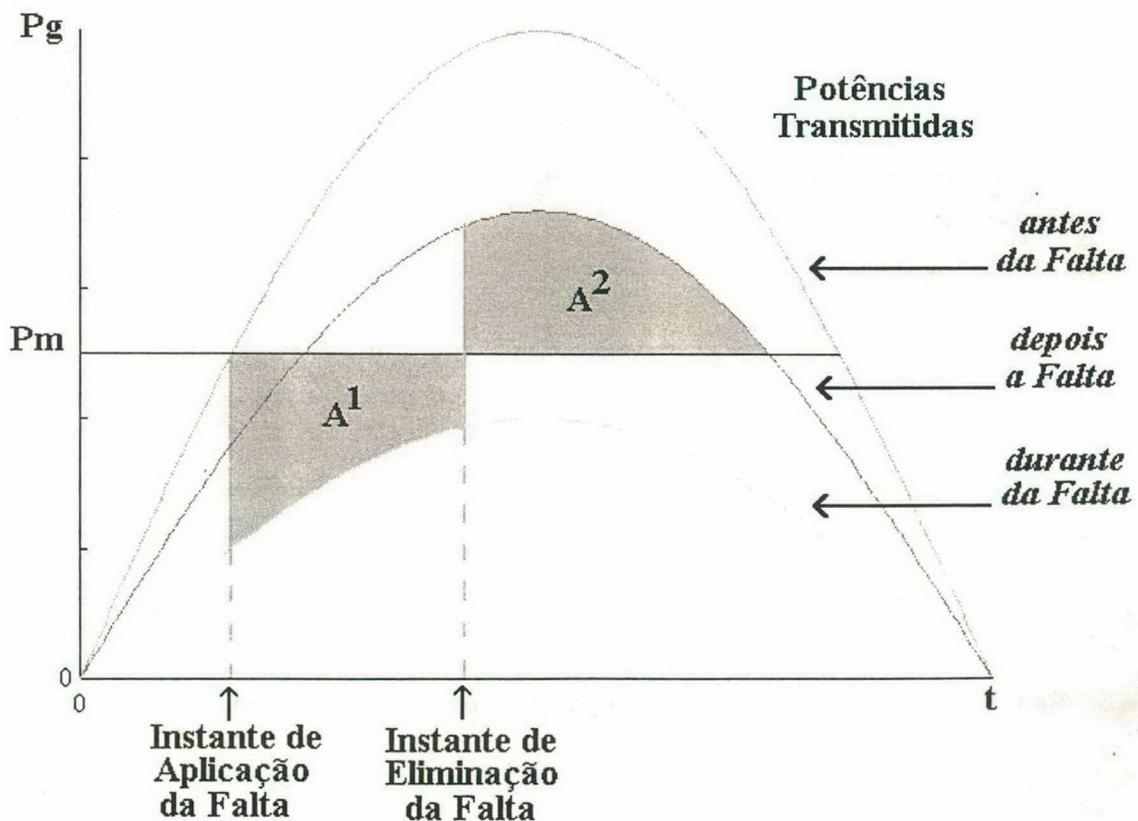


Figura 7 - Variação das Potências Transmitidas  
Antes, durante e após a ocorrência de uma  
Falta num sistema elétrico hipotético

A condição necessária, neste caso, para garantir a estabilidade é que a área  $A_1$ , associada ao período sob falta, durante o qual o sistema adquire energia cinética, seja menor ou igual a área  $A_2$ , associada ao período após a eliminação da falta, durante o qual o sistema converte a energia cinética adquirida em energia potencial.

Como a capacidade de transmissão do sistema está inversamente relacionada à área  $A_1$  e diretamente relacionada à área  $A_2$ , pode-se concluir que, quanto maior for a potência transmitida, menor será a energia cinética adquirida pelo sistema durante a existência da falta, e maior será sua capacidade em converter esta energia em energia potencial, no período pós-falta.

Para evitar que problemas desta natureza ocorram no sistema elétrico, impõe-se um reforço na rede no sentido de provê-lo de uma maior capacidade de transmissão. Este reforço pode ser conseguido pela duplicação dos circuitos já existentes ou através de uma compensação série ou em derivação. Da mesma forma, a construção de novas linhas de transmissão, interligando pares de nós ainda não interligados, redistribuindo os fluxos na rede e aliviando os circuitos sobrecarregados, resolveria o problema.

Qualquer procedimento adotado reduzirá a impedância série equivalente do circuito e, conseqüentemente, tanto do ponto de vista estático - perfil de tensão, aberturas angulares, controle de reativo, perdas e capacidade de transmissão, como do ponto de vista dinâmico - excursões angulares, sincronismo entre máquinas, tempos críticos, margens de segurança, o sistema operará com maior segurança.

#### **4.4 - Análise do Problema da Correção da Segurança através de um Modelo Simplificado**

As afirmações anteriores podem ser facilmente comprovadas através do modelo simplificado apresentado na figura 8. O exemplo, apresentado de forma prática, ilustra os reflexos sobre os SEEs de alterações feitas na topologia da rede. Os valores apresentados foram obtidos resolvendo-se o caso proposto para duas situações: a primeira, considerando-se apenas uma linha de transmissão que será denominada **caso base** e a segunda, considerando-se o circuito duplicado que será denominada **caso modificado**. Em ambos os casos, a reatância transitória de eixo direto do gerador foi desprezada. Desta forma, o ângulo interno da máquina,  $\delta$ , confunde-se com o da barra externa,  $\beta$ , nos resultados que se seguem.

Observa-se que, a partir da inclusão da nova linha, uma maior uniformidade no perfil de tensão, menores aberturas angulares entre barras e uma redução no fluxo de reativo foram conseguidos.

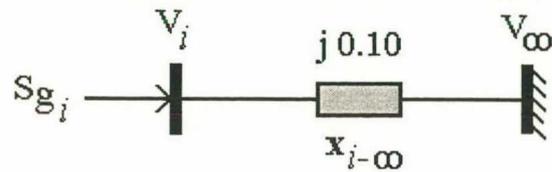


Figura 8 - Modelo Máquina-Barra infinita

onde:

$$\begin{array}{lll}
 V_{\infty} & = 1.000 \angle 0^{\circ} & ; \quad S_{\infty} = 230 + j 24,0 \text{ (MVA)} \\
 V_{i_{bas}} & = 1.050 \angle 12,65^{\circ} & ; \quad S_{i_{bas}} = 230 + j 77,4 \text{ (MVA)} \\
 V_{i_{mod}} & = 1.020 \angle 6,47^{\circ} & ; \quad S_{i_{mod}} = 230 + j 50,8 \text{ (MVA)}
 \end{array}$$

$V \rightarrow$  tensão complexa de argumento  $\beta$

$x \rightarrow$  reatância série equivalente do circuito

$S \rightarrow$  potência aparente injetada

$bas \rightarrow$  representa o estado inicial

$mod \rightarrow$  representa o estado final, após duplicação.

O aumento na capacidade de transmissão, a maior suportabilidade do sistema frente a faltas tipo curto-circuito e a melhoria na margem de segurança podem ser observadas a partir do exame das figuras 9 e 10 onde foi considerada uma falta tipo curto-circuito trifásico com perda total da transmissão e um tempo hipotético  $t_a$  para eliminação do defeito.

Nas figuras 9.a e 10.a, a área  $A_a^1$  mostra a energia total  $Et_a$  adquirida pelo sistema durante o defeito e a área  $A^3$  representa a margem de segurança em energia para a contingência simulada. Em ambos os casos a soma das áreas  $A^2$  e  $A^3$  representa a capacidade que o sistema dispõe para converter a energia adquirida durante o defeito em energia potencial. Para que o sistema permaneça estável, esta soma deve ser maior ou igual à área  $A_a^1$ .

A área  $A^2$ , nas figuras 9.b e 10.b, representa a energia crítica  $Ep_{cr}$  ou energia potencial associada ao ponto de equilíbrio instável pré-defeito ( $\pi - \delta_{eq}$ ) do sistema para os casos em estudo. Esta área representa a máxima energia que o sistema pode adquirir durante o defeito,  $Et_a$ , para que sua estabilidade seja garantida. Neste caso, esta área está diretamente relacionada aos pontos de equilíbrio estável e instável, pré-defeito, bem como, à capacidade máxima de transmissão. As alterações ocorridas nestas variáveis elevaram a ângulo crítico para eliminação do defeito de  $112,6^{\circ}$ , no caso base, para  $131,7^{\circ}$ , no caso modificado.

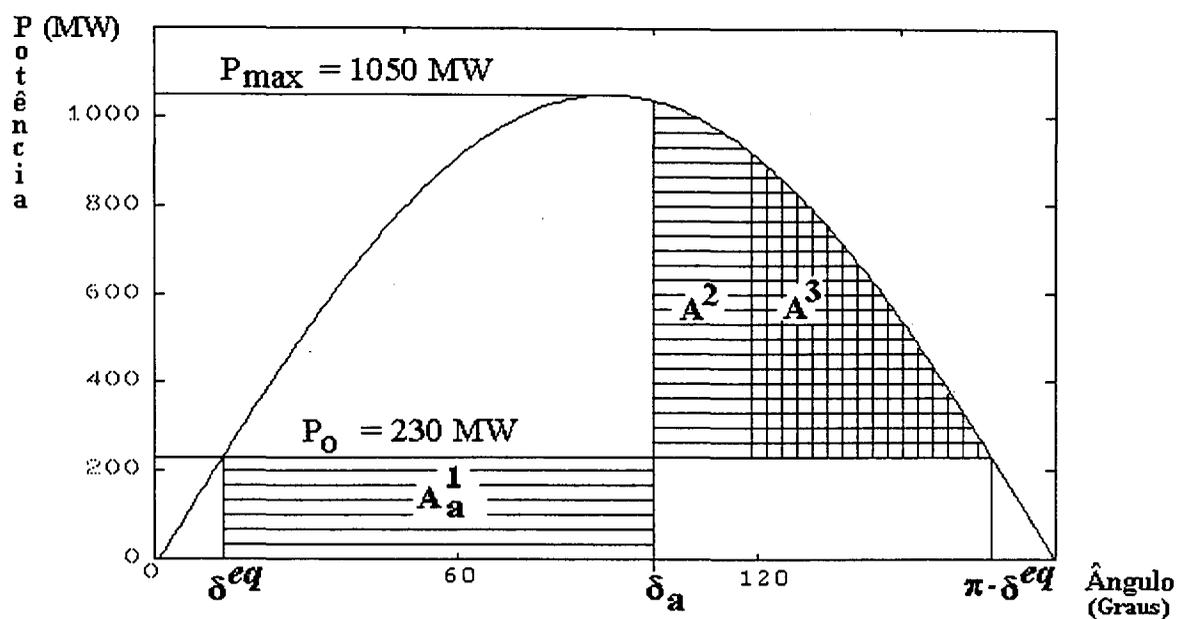


Figura 9.a - Curva P X  $\delta$   
 Antes da Duplicação do circuito  
 Curto-circuito 3 $\emptyset$  eliminado em  $t_a$

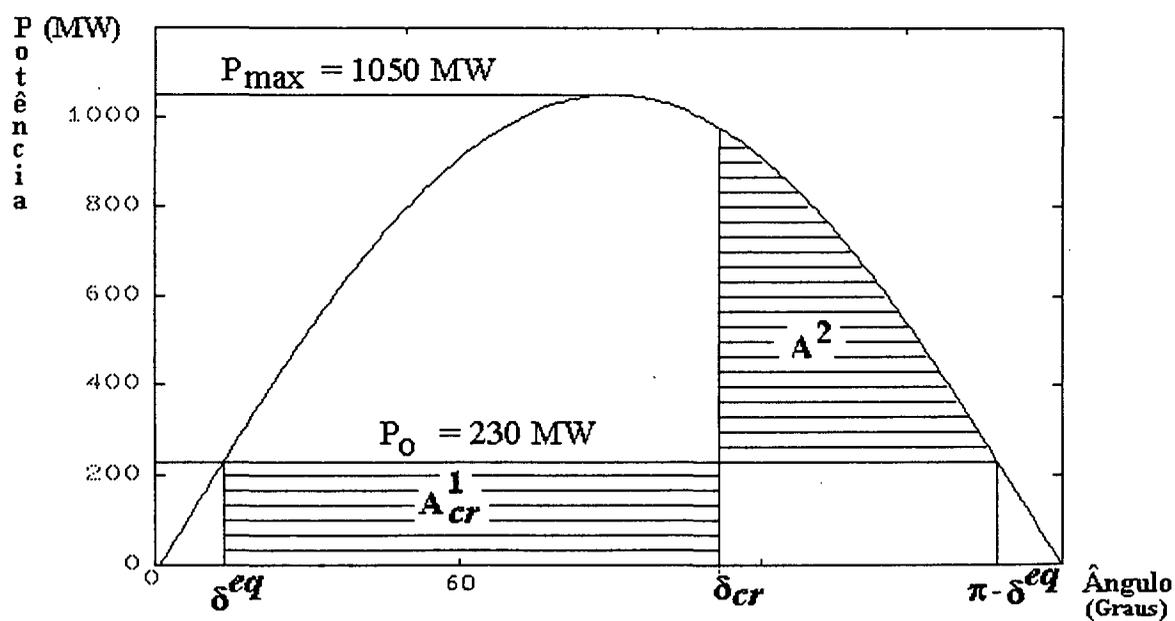


Figura 9.b - Curva P X  $\delta$   
 Antes da Duplicação do Circuito  
 Tempo crítico para eliminação do defeito

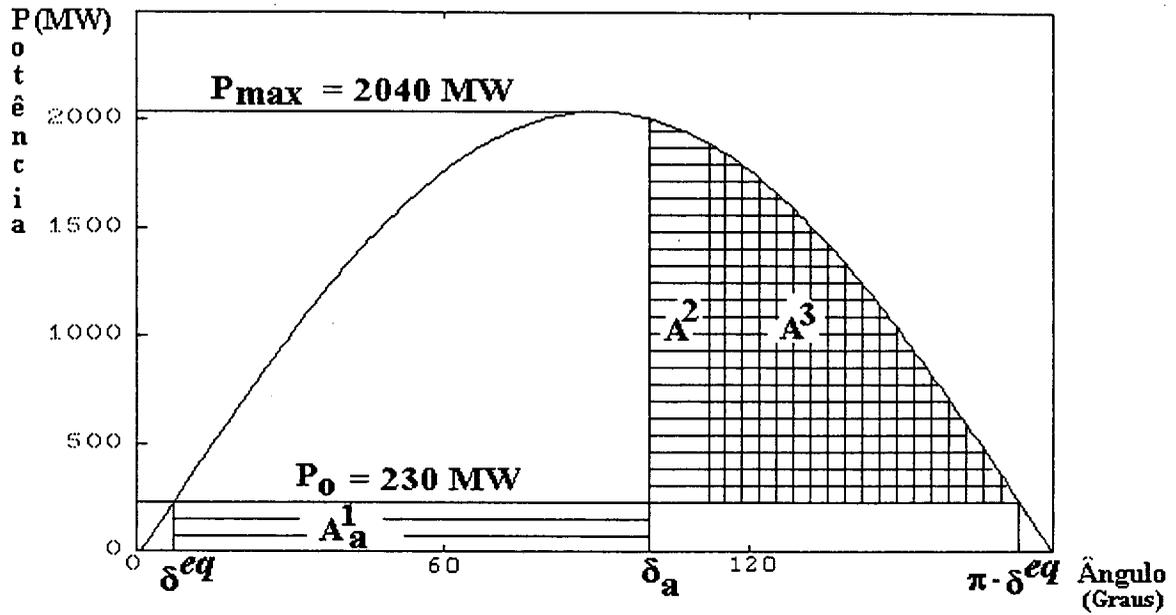


Figura 10.a - Curva P X  $\delta$   
Após Duplicação do Circuito  
Curto-circuito 3 $\phi$  eliminado em  $t_a$

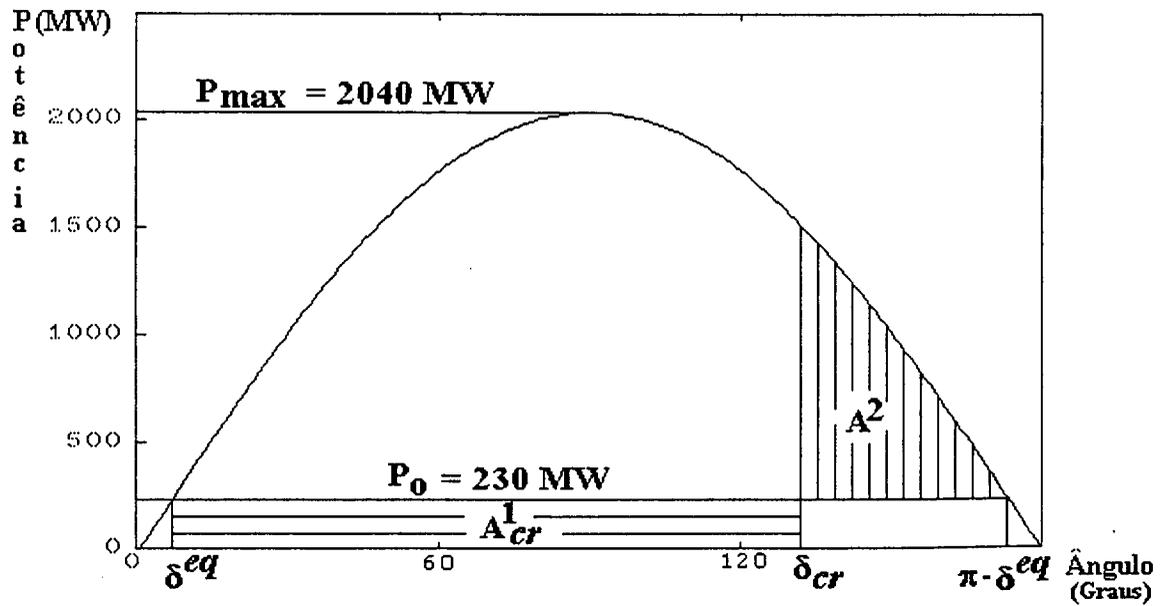


Figura 10.b - Curva P X  $\delta$   
Após a Duplicação do Circuito  
Tempo crítico para eliminação do defeito

A margem de segurança normalizada do sistema é determinada pela equação a seguir. A melhoria alcançada com a duplicação do circuito pode ser facilmente verificada, bastando substituir na equação abaixo os valores de  $A_a^1$  e  $A_{cr}^1$  para os casos estudados. Obtem-se  $M_s = 0,127$  para o sistema antes da duplicação do circuito contra  $M_s = 0,254$  para o sistema após a modificação na rede.

$$M_s = \frac{A_{cr}^1 - A_a^1}{A_{cr}^1} = 1 - \frac{A_a^1}{A_{cr}^1}$$

Pode-se observar que a duplicação da linha de transmissão está associada a uma mudança no ponto de operação. De forma análoga, a uma mudança no ponto de operação pode-se associar uma modificação na topologia da rede. Esta modificação na rede pode ser calculada, utilizando-se a equação (27) abaixo.

$$X_{i-\infty}^{mod} = \frac{V_{i_{mod}} \text{ sen } \delta_{i_{mod}}}{V_{i_{bas}} \text{ sen } \delta_{i_{bas}}} X_{i-\infty}^{bas} \quad (27)$$

A reatância série equivalente do circuito é então determinada a partir dos pontos de operação do caso base e do caso modificado. O resultado obtido pode, desta forma, ser traduzido por uma duplicação ou por uma compensação série do circuito. Observe-se que o sistema simplificado utilizado neste exemplo, por ser um sistema radial, impõe a igualdade das potências transmitidas nos casos base e modificado, já que, as potências elétricas gerada e demandada permanecem inalteradas, e não existem caminhos alternativos para os fluxos de linha. Para o caso de sistemas multimáquinas não-radiais, embora sejam preservadas as potências líquidas, as modificações na rede promovem um redirecionamento dos fluxos de potência nas linhas.

Da equação (1), item (2.2), as oscilações angulares do rotor da máquina conectada à barra  $i$ , dentro das hipóteses feitas, são governadas por

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{bas} - P_{max} \text{ sen } \delta \quad (28)$$

onde:

- $P_{bas}$  → Potência entregue antes da ocorrência da falta
- $P_{max}$  → Potência máxima transmissível
- $M$  → Momento de inércia da máquina

Como nenhuma potência é transmitida durante a permanência da falta considerada, toda potência elétrica  $P_{bas}$ , é convertida em potência de aceleração do rotor. Neste caso, a equação (28) assume a forma da equação (29)

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{bas} \quad (29)$$

da qual pode-se deduzir, após a devida integração, as relações mostradas nas equações (30) e (31),

$$\dot{\delta}(t) = \frac{d\delta}{dt} = \omega(t) = \frac{P_o}{M} t \quad (30)$$

$$\delta(t) = \frac{P_o}{2M} t^2 + \delta_{eq} \quad (31)$$

onde foram considerados  $\mathbf{w}(t=0) = \mathbf{0}$  e  $\delta(t=0) = \delta_{eq}$ .

De forma semelhante o aumento no tempo crítico de eliminação do defeito pode ser calculado. A aplicação dos valores de  $\delta_{cr}$  e  $\delta_{eq}$  na equação (31) mostra que o tempo crítico do caso modificado cresceu cerca de 12% em relação ao caso base.

Supondo agora que a potência ativa injetada no caso base fosse, através de ações de redespacho, redistribuída no sistema da figura 8, de forma a impor que a abertura angular do circuito fosse a mesma daquela existente para o caso modificado com a duplicação do circuito. Neste caso, o ângulo crítico de eliminação do defeito  $\delta_{cr}$  permaneceria praticamente o mesmo daquele obtido com a alteração na rede. Entretanto, a margem de segurança e o tempo crítico de eliminação da falta teriam um aumento significativo.

Duas são as componentes responsáveis por estas alterações. A primeira refere-se ao torque resultante no rotor da máquina que está diretamente ligado ao redespacho de geração e a segunda diz respeito às potências elétricas transmitidas, muito sensíveis às alterações na topologia da rede. Como a energia cinética adquirida durante o defeito está diretamente relacionada ao torque resultante no seu eixo, o redespacho de geração, para um mesmo deslocamento do ponto de equilíbrio pré-defeito, proporciona resultados mais expressivos nas alterações do tempo crítico e por conseguinte na melhoria da segurança dinâmica do sistema elétrico.

A correção da segurança via alterações na topologia da rede, pode ser obtida pelo chaveamento ou duplicação de circuitos existentes, pela inclusão de novas linhas entre nós ainda não interligados ou, ainda, por alterações nas reatâncias série ou

derivação dos circuitos da rede elétrica. A ação de reconfiguração que trata com modificações nas reatâncias série dos circuitos da rede elétrica, e que será explorada neste trabalho como uma ação para correção da segurança, é comumente conhecida como compensação série. Como no exemplo considerado anteriormente as resistências foram desprezadas, a duplicação do circuito se equivaleria a uma compensação série de 50% da reatância da linha, trazendo para o sistema considerado os mesmos benefícios.

#### **4.5 A Compensação Série em Redes AC**

A compensação série em redes AC é feita pela introdução de bancos de capacitores em série com as linhas de transmissão o que os obriga a conduzir a corrente plena do circuito. Esta característica torna os bancos extremamente dependentes das correntes de carga que determinam, instantaneamente, uma queda de tensão em seus terminais em oposição àquela existente na reatância série indutiva da linha. Este efeito traz de imediato duas vantagens: a redução da queda de tensão em alimentadores radiais e o aumento da capacidade de transferência de potência. Por decorrência crescem os níveis de estabilidade do sistema.

Em condições de falta a corrente e a tensão nos bancos pode se elevar a valores muito superiores àqueles sob condições normais. Normalmente, os capacitores, por períodos curtos, chegam a suportar até o dobro da corrente nominal de operação sem danificar o dielétrico. Assim, tornar-se-ia necessária a instalação de bancos cuja corrente nominal fosse a metade daquela estimada sob falta ou, em caso contrário, de equipamentos que protejam os capacitores das possíveis sobretensões nestes casos. Como, para uma mesma reatância capacitiva série, os custos crescem aproximadamente com o quadrado da corrente de operação, a segunda alternativa é, usualmente, a mais recomendada nestes casos.

Entretanto, as vantagens decorrentes da compensação série de redes podem ficar seriamente comprometidas caso a proteção não seja feita por equipamentos de alto desempenho. Disjuntores de resposta rápida por exemplo, devem ser capazes, em menos de um ciclo após a retirada do defeito, de reinserir os bancos no circuito sob pena de se comprometerem as razões que justificaram sua instalação.

Outros aspectos, embora de importância secundária, devem contudo ser considerados: a operação em sobrecarga permanente, a possibilidade de ruptura do dielétrico, os ajustes de proteção, o fenômeno da ressonância subsíncrona na partida de motores, o fenômeno da ferro-ressonância na energização de bancos de transformadores, entre outros [52].

O estudo criterioso de todas as variáveis envolvidas nesta questão, sejam elas inerentes ao projeto ou à operação dos bancos de capacitores, ocorre após a

identificação dos circuitos da rede onde a instalação destes se daria. Esta identificação é feita utilizando-se um critério previamente estabelecido que pode envolver custos, operação do sistema como um todo, limites de operação de equipamentos, por exemplo. Como resultado obtém-se uma indicação de onde e quanto corrigir.

Um algoritmo baseado na otimização de uma função objetivo tipo função custo, sujeita a restrições impostas pelas equações da rede, considerando um índice de segurança dinâmica mínimo a atingir, será apresentado no capítulo 6 para solução do problema aqui tratado. A metodologia proposta identifica os circuitos a serem compensados, bem como a correção necessária para que a margem de segurança mínima prestabelecida seja atingida.

#### **4.6 Formulação do Problema Geral da Correção da Segurança Dinâmica Via Alterações Topológicas na Rede**

A partir do deslocamento do ponto de operação pré-defeito para uma região de maior segurança, conseguido através da direção S apresentada, propõe-se uma metodologia para obtenção das alterações topológicas, onde, inicialmente, são preservadas as injeções nodais de potência do caso base. Deve-se observar que, o problema do redespacho utilizado no deslocamento do ponto de operação pré-defeito, na forma como anteriormente descrita, é resolvido sem restrições já que este reassume seu valor original após a ação de reconfiguração. O objetivo fim é a busca da inserção do ponto de equilíbrio pré-defeito, associado à pior contingência, numa região de maior segurança, de forma a garantir que as trajetórias nele iniciadas evoluam para o ponto de equilíbrio estável pós-defeito. Para este propósito, as correções são feitas na topologia da rede considerando-se, sempre a pior contingência.

Assim, consideram-se dois estados de operação. O primeiro que se relaciona à situação de operação insegura que se deseja corrigir. O segundo estado de operação, por hipótese considerado seguro, é obtido a partir do primeiro através de um algoritmo apropriado como, por exemplo, aquele proposto em [23], que baseia-se no método SLEP para a análise da estabilidade transitória e cálculo das margens de segurança e de um direção viável para modificações nos despachos.

As equações (32) e (33) abaixo descrevem, então, os estados inseguro, antes do deslocamento do ponto de operação pré-defeito, caso base, e seguro, após a modificação nos despachos. Estas podem ser escritas, respectivamente, na forma

$$I_{bas} = Y_{bas} V_{bas} \quad (32)$$

$$I_{mod} = Y_{mod} V_{mod} \quad (33)$$

para as  $N_b$  barras do sistema elétrico, onde os subscritos (*bas*) e (*mod*) representam os estados antes e depois do despacho. Considerando agora as potências nodais injetadas, tem-se

$$S_{bas} = \text{diag } V_{bas} I_{bas}^* = \text{diag } V_{bas} Y_{bas}^* V_{bas}^* \quad (34)$$

$$S_{mod} = \text{diag } V_{mod} I_{mod}^* = \text{diag } V_{mod} Y_{bas}^* V_{mod}^* \quad (35)$$

onde a matriz admitância de barras permanece inalterada.

As modificações feitas no despacho,  $S_{mod}$ , equação (35), são refletidas para as equações da rede através de alterações no perfil de tensões,  $V_{mod}$ , que, associado à rede base,  $Y_{bas}$ , representam o estado seguro de operação.

Por outro lado, conforme já mostrado anteriormente, a segurança do sistema está relacionada ao montante de potência elétrica que a rede consegue transmitir durante e após o transitório. Este valor afeta diretamente a energia cinética adquirida pelo sistema durante o defeito, bem como a sua capacidade, após a eliminação do defeito, de converter esta energia cinética adquirida em energia potencial.

Como as potências elétricas, por sua vez, são fortemente dependentes do perfil de tensão, pode-se concluir que alterações convenientes neste perfil promovem a correção da segurança do sistema.

Assim, com o objetivo de corrigir a segurança via alterações topológicas da rede e supondo-se que, com o despacho modificado, equação (35), a nova situação operativa é mais segura, pode-se indagar qual seria a alteração que deveria ser feita na topologia do SEE, ( $Y_{bas}$ ), de modo que mantendo-se os despachos iniciais,  $P_{bas}$ , e promovendo-se modificações adequadas na rede, fosse obtido um resultado em termos de melhoria de segurança semelhante ao anterior.

Desta forma, impondo-se a igualdade das potências elétricas nodais injetadas, a equação (35) pode ser reescrita como

$$\text{diag } V_{mod} Y_{mod}^* V_{mod}^* = \text{diag } V_{bas} Y_{bas}^* V_{bas}^*$$

ou ainda,

$$\text{diag } V_{mod} Y_{mod}^* V_{mod}^* = S_{bas} \quad (36)$$

Caso inexistir acoplamento mútuo entre os circuitos da rede elétrica, e considerando os reativos fornecidos por reatores/capacitores em derivação modelados por injeções de potência, os elementos da matriz admitância de barras do SEE são calculados de acordo com a seguinte lei de formação

$$Y_{ii} = \sum_{k=1}^{Nb} (y_{ik}^s + y_{ik}^d)$$

$$Y_{ik} = -y_{ik}^s$$

onde:

$Y_{ii}$  → Auto-admitância da barra  $i$

$Y_{ik}$  → Admitância de transferência existente entre as barras  $i$  e  $k$

$y_{ik}^s$  → Parâmetro série do modelo  $\pi$  da linha  $ik$

$2y_{ik}^d$  → Parâmetro em derivação do modelo  $\pi$  da linha  $ik$ .

Substituindo estes valores em (36), e rearranjando os termos de forma conveniente, a equação da barra genérica  $i$  torna-se

$$\sum_{k=1}^{Nb} V_{i_{mod}} \Delta V_{ik_{mod}}^* y_{ik_{mod}}^{s*} + V_{i_{mod}} V_{i_{mod}}^* y_{ik_{mod}}^{d*} = S_{i_{bas}}$$

onde:  $\Delta V_{ik} = V_i - V_k$  → queda de tensão na linha  $ik$ .

Em forma matricial, o sistema de equações (36), explicitado para os parâmetros da rede, pode então ser escrito como sendo

$$\begin{bmatrix} V_{mod} \Delta V_{mod}^* ; & V_{mod} V_{mod}^* \end{bmatrix}_{(Nb \times 2Nl)} \begin{bmatrix} Y_{mod}^{s*} \\ Y_{mod}^{d*} \end{bmatrix}_{(2Nl \times 1)} = \begin{bmatrix} S_{bas} \end{bmatrix}_{(Nb \times 1)} \quad (37)$$

onde:

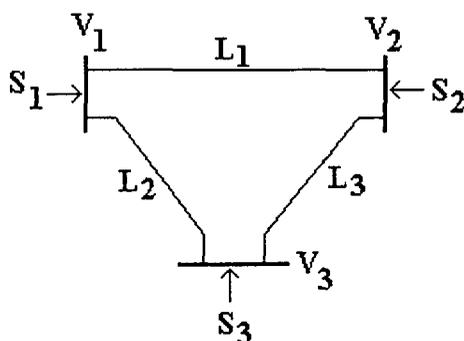
$[V_{mod} \Delta V_{mod}^*]$  → Sub-matriz de ordem  $(Nb \times NI)$  que relaciona as tensões do caso modificado e os parâmetros série da rede, composta de elementos do tipo  $(V_i (V_i - V_k)^*)$  sempre que houver incidência entre a barra  $i$  e o circuito  $ik$ ;

$[V_{mod} V_{mod}^*]$  → Sub-matriz de ordem  $(Nb \times NI)$  que relaciona as tensões do caso modificado e os parâmetros em derivação da rede, composta de elementos do tipo  $(V_i V_i^*)$  sempre que houver incidência entre a barra  $i$  e o circuito  $ik$ ;

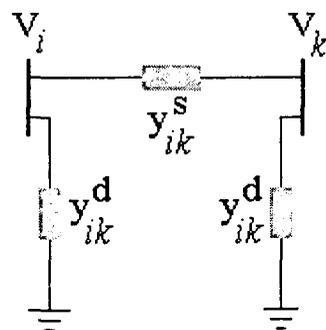
$[Y_{mod}^{s*}]$  → Sub-vetor de ordem  $(Nb \times NI)$  constituído das admitâncias série dos circuitos da rede composto de elementos do tipo  $(G_{ik} + j B_{ik})$ ;

$[Y_{mod}^{d*}]$  → Sub-vetor de ordem  $(Nb \times NI)$  constituído das admitâncias em derivação dos circuitos da rede composto de elementos do tipo  $(G_{ik} + j B_{ik})$ .

Como ilustração, explicita-se a seguir a composição da matriz que mapeia os parâmetros série e em derivação no espaço das potências injetadas no sistema de equações (37), para SEE simplificado mostrado abaixo, onde  $Nb = 3$  e  $NI = 3$ . Notar que os valores referentes às tensões dizem respeito ao caso modificado pelas ações de despacho.



Sistema



Representação da Linha

$$\left[ V_{mod} \Delta V_{mod}^* ; V_{mod} V_{mod}^* \right]_{(Nb \times 2NI)} =$$

	LT <sub>1</sub>	LT <sub>2</sub>	LT <sub>3</sub>	LT <sub>1</sub>	LT <sub>2</sub>	LT <sub>3</sub>
V <sub>1</sub>	$V_1(V_1^* - V_2^*)$	$V_1(V_1^* - V_3^*)$		$V_1 V_1^*$	$V_1 V_1^*$	
V <sub>2</sub>	$V_2(V_2^* - V_1^*)$		$V_2(V_2^* - V_3^*)$	$V_2 V_2^*$		$V_2 V_2^*$
V <sub>3</sub>		$V_3(V_3^* - V_1^*)$	$V_3(V_3^* - V_2^*)$		$V_3 V_3^*$	$V_3 V_3^*$

Por sua vez, as injeções líquidas de potência nas barras do sistema e os parâmetros série e em derivação da rede serão, respectivamente, representados pelos vetores

$$\left[ S_{bas} \right]_{(Nb \times 1)} = \begin{array}{c} S_{1_{bas}} \\ S_{2_{bas}} \\ S_{3_{bas}} \end{array}$$

$$\begin{array}{c} \left[ Y_{mod}^{s*} \right] \\ \left[ Y_{mod}^{d*} \right] \end{array}_{(2NI \times 1)} = \begin{array}{c} y_{12_{mod}}^{s*} \\ y_{13_{mod}}^{s*} \\ y_{23_{mod}}^{s*} \\ y_{12_{mod}}^{d*} \\ y_{13_{mod}}^{d*} \\ y_{23_{mod}}^{d*} \end{array}$$

O sistema de equações (37) consiste, definidos os valores dos parâmetros do caso base e do caso modificado, em um sistema linear da forma  $\mathbf{Ay} = \mathbf{s}$  com o número de incógnitas maior que o número de equações, admitindo uma infinidade de soluções. Este sistema representa uma forma de abordagem do problema da correção da segurança dinâmica via alterações topológicas da rede. Excetuando-se os parâmetros série e em derivação dos NI circuitos do sistema, os demais elementos desta equação são conhecidos. Assim, a cada linha da rede elétrica duas incógnitas estão associadas em  $Nb$  equações complexas possíveis, constituindo-se num sistema de ordem  $Nb \times 2NI$  a ser resolvido.

Como nos sistemas de energia elétrica típicos  $NI > Nb$  o sistema de equações complexas (37), quando resolvido para a rede, é compatível e indeterminado. Somente para o caso no qual  $NI = 1$ , haverá uma solução única já que o grau de liberdade neste caso é nulo. Caso contrário, as resistências e reatâncias série e as condutâncias e susceptâncias em derivação desconhecidas impõem ao sistema (37) um grau de liberdade dado por  $2(2NI - Nb)$ . Assim, inúmeras são as soluções combinadas dos estados e da topologia da rede capazes de satisfazer o problema. Portanto, os resultados devem ser buscados com base numa metodologia que imponha critérios restritivos à solução do problema.

#### **4.7 Conclusão**

O problema da correção de segurança via alterações topológicas na rede conforme descrito, é caracterizado por um sistema de equações compatível e indeterminado a ser resolvido. Para o caso de sistemas de energia elétrica multimáquinas considerando multicontingências, com preservação das condutâncias de transferência, a solução do sistema (37) torna-se bastante dificultada em razão do alto índice de esparsidade, do mal condicionamento da matriz de tensões e do elevado grau de liberdade existente. As modificações na rede alteram a dinâmica do SEE, influenciando sobre a energia potencial e, como decorrência, sobre a energia crítica, possibilitando melhoria da margem de segurança. Nos capítulos seguintes esta questão é enfocada sob dois aspectos. Um primeiro, no capítulo 5, onde uma solução de mínima norma, abordando modificações nos parâmetros série e em derivação, é proposta e um segundo, no capítulo 6, quando trata-se a questão através de um problema de programação não-linear, particularizando-se as soluções para as compensações série na rede.

## CAPÍTULO 5

# SOLUÇÃO DE MÍNIMA NORMA APLICADA À DETERMINAÇÃO DAS ALTERAÇÕES TOPOLÓGICAS

### 5.1 Introdução

Um sistema de  $m$  equações lineares e  $n$  incógnitas a determinar apresenta infinitas soluções se  $m < n$ . Neste caso o sistema é dito compatível e indeterminado. Como mostrado no capítulo anterior, este é o caso dos sistemas de energia elétrica quando se pretende calcular as alterações topológicas a partir de um deslocamento do ponto de operação pré-defeito, e das equações da rede explicitadas para os parâmetros série e em derivação das linhas de transmissão. O problema, se convenientemente apresentado na forma de acréscimos nos parâmetros dos circuitos, quando resolvido utilizando-se a solução de mínima norma, fornece como resultado o menor esforço de deslocamento da rede, dentre as infinitas soluções possíveis.

Assim, neste capítulo, apresenta-se uma metodologia para a determinação das alterações topológicas utilizando-se este tipo de solução, comumente empregada na resolução de sistemas lineares. Deve-se observar que, com a imposição de invariância das tensões e potências nodais da rede elétrica a cada iteração, o sistema de equações (37) no espaço complexo, é considerado um sistema linear indeterminado.

### 5.2 Formulação do Problema

Considerando que as modificações na rede são traduzidas por acréscimos nos parâmetros série e em derivação da rede original, as seguintes relações podem ser escritas para a linha genérica  $ik$  da rede:

$$y_{ik_{mod}}^s = y_{ik_{bas}}^s + \Delta y_{ik}^s \quad (38)$$

$$y_{ik_{mod}}^d = y_{ik_{bas}}^d + \Delta y_{ik}^d \quad (39)$$

Substituindo estes valores na equação (37), rearranjando os termos e reescrevendo, tem-se

$$\begin{aligned} & \sum_{k=1 \neq i}^{Nb} \left[ V_{i_{mod}} \left( V_{i_{mod}}^* - V_{k_{mod}}^* \right) \left( y_{ik_{mod}}^s + \Delta y_{ik_{mod}}^s \right) + \right. \\ & \left. + V_{i_{mod}} V_{i_{mod}}^* \left( y_{ik_{mod}}^d + \Delta y_{ik_{mod}}^d \right) \right] = S_{i_{bas}} \end{aligned}$$

ou ainda,

$$\begin{aligned} & \sum_{k=1 \neq i}^{Nb} \left[ V_{i_{mod}} \Delta V_{ik_{mod}}^* \Delta y_{ik_{mod}}^s + V_{i_{mod}} V_{i_{mod}}^* \Delta y_{ik_{mod}}^d \right] = \\ & = S_{i_{bas}} - \sum_{k=1 \neq i}^{Nb} \left[ V_{i_{mod}} \Delta V_{ik_{mod}}^* y_{ik_{bas}}^s + V_{i_{mod}} V_{i_{mod}}^* y_{ik_{bas}}^d \right] \end{aligned}$$

e finalmente,

$$\begin{aligned} & \sum_{k=1 \neq i}^{Nb} \left[ V_{i_{mod}} \Delta V_{ik_{mod}}^* \Delta y_{ik_{mod}}^s + V_{i_{mod}} V_{i_{mod}}^* \Delta y_{ik_{mod}}^d \right] = \\ & = S_{i_{bas}} - S_{i_{mod}} = \Delta S_i \end{aligned} \quad (40)$$

onde  $S_{i_{mod}}$  representa o vetor de injeções de potências nodais obtido a partir do redespacho e  $\Delta S_i$  a variação que deverá ser suprida pelas alterações topológicas da rede elétrica.

Somente para as barras de carga, no que refere-se ao fluxo de potência, modeladas por potência constante os elementos de  $\Delta S_j$  são iguais a zero. Para as demais esta variação não é nula, inclusive para aqueles barramentos que sejam supridos por reativos dependentes da tensão. O suprimento da potência elétrica é obtido de duas formas. A primeira, pela alteração do parâmetro série e consequente modificação na corrente e nas perdas. A segunda, pela alteração do parâmetro em derivação com o aparecimento, na maioria das vezes, de condutâncias em derivação, simbolizando cargas ou gerações fictícias.

Os esquemas mostrados na figura 11 ilustram esta questão. Inicialmente, na figura 11.a tem-se a rede insegura, descrita pela equação (34), cuja margem de segurança se pretende corrigir através de alterações topológicas na rede. Em seguida, na figura 11.b apresenta-se a rede segura, definida pela equação (35), já corrigida pela ação de redespacho. A rede de acréscimos, definida na equação (40), é mostrada na figura 11.c. Todas as modificações ocorridas nas injeções nodais, provenientes da ação de redespacho, estão representadas pela constante  $\Delta S_j$ . Como as redes ilustradas em (b) e (c) apresentam o mesmo perfil de tensão, estas podem se superpor para formar a rede mostrada na figura 11.d que representa o caso modificado pelas alterações topológicas.



Figura 11.a - Configuração do Caso Base

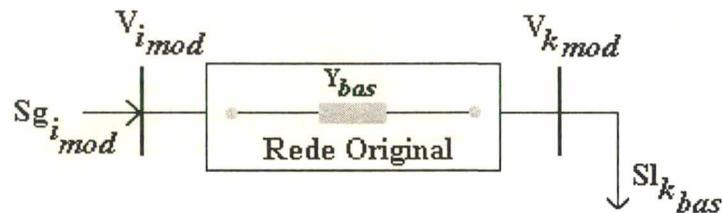


Figura 11.b - Configuração do Caso Modificado pelas Alterações nos Despachos

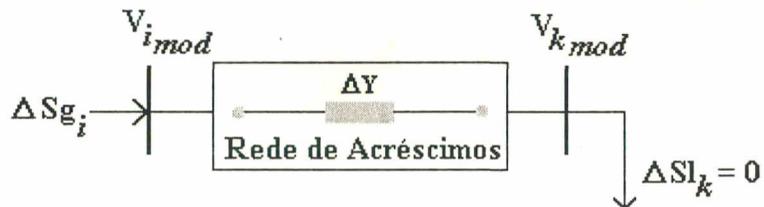


Figura 11.c - Configuração da Rede de Acréscimos a Resolver

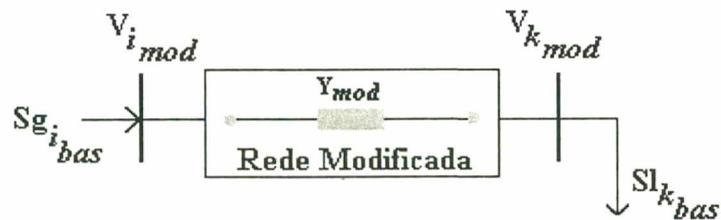


Figura 11.d - Configuração do Caso Modificado pelas Alterações na Rede

### **5.3 Solução do Problema de Correção da Segurança Dinâmica Via Mínima Norma**

Para a solução do problema de reforçar a rede é natural a busca de um esquema que minimize um critério de custos, por exemplo. Neste sentido a quantidade de reforço deve ser especificada de modo que o nível de segurança desejado seja alcançado e de modo que os demais condicionantes operativos sejam satisfeitos.

Dadas as características do problema em questão, em lugar de minimizar custos diretamente, pode-se buscar soluções que minimizem as modificações nas linhas do SEE, visando atingir um patamar aceitável de segurança. Neste sentido, utiliza-se o conceito de mínima norma conforme exposto a seguir.

Resolver o problema proposto utilizando a solução de mínima norma, [Apêndice 1], significa determinar a modificação de rede capaz de suprir, através das alterações nos parâmetros série e/ou em derivação, os incrementos de potência introduzidos no SEE pelo redespacho de geração, minimizando-se uma norma associada a estas alterações.

Para tanto, a equação (40) deve ser reescrita na seguinte forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_{mod} \Delta V_{mod}^* & V_{mod} V_{mod}^* \\ \Delta Y^s & \Delta Y^d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y^s \\ \Delta Y^d \end{bmatrix} = [\Delta S] \quad (41)$$

(Nb x 2NI)                      (2NI x 1)    (Nb x 1)

ou ainda, de forma simplificada

$$\begin{bmatrix} A^s(V_{mod}) & A^d(V_{mod}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y^s \\ \Delta Y^d \end{bmatrix} = [\Delta S]$$

$$[A(V_{mod})] [\Delta Y] = [\Delta S] \quad (42)$$

A matriz  $A(V_{mod})$  tem dimensão Nb X 2NI e, portanto, a solução de (42) não pode ser obtida pela inversa de A diretamente. Para solucionar esta questão é necessário que sejam especificadas 2NI - Nb componentes de  $\Delta Y$ . Uma das formas de resolver este problema, de acordo com [05,28], consiste em buscar uma solução do sistema de equações (42) via solução do problema de norma mínima conforme mostrado no apêndice 1.

Neste caso, a solução de (42), no espaço vetorial definido pelos Nb vetores de 2NI componentes obtidos a partir da matriz  $A(V_{mod})$  transposta conjugada, é dada por

$$[\Delta Y] = \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^* \right\}^T \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right] \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^* \right\}^T \right\}^{-1} [\Delta S]$$

ou ainda,

$$[\Delta Y] = \left[ \mathbf{B}(\mathbf{V}_{mod}) \right] [\Delta S] \quad (43)$$

onde:

$$\left[ \mathbf{B}(\mathbf{V}_{mod}) \right] = \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^* \right\}^T \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^\Gamma$$

e

$$\left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^\Gamma = \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right] \left\{ \left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^* \right\}^T \right\}^{-1} \quad (44)$$

A matriz definida pela equação (44) é chamada de pseudo-inversa de  $[\mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod})]$  que, por simplificação, reescreve-se na forma abaixo

$$\left[ \mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod}) \right]^\Gamma = \left[ \mathbf{A}^\#(\mathbf{V}_{mod}) \right]^{-1}$$

Assim, para alterações de despacho e por conseguinte da margem de segurança, a solução do problema (42) fornece, para cada ligação da rede elétrica, as modificações necessárias nos parâmetros série e em derivação capazes de reproduzir na margem de segurança o efeito decorrente do deslocamento no ponto de operação pré-defeito do SEE, ocorrido em função do redespacho.

No espaço gerado pelas linhas da matriz  $[\mathbf{A}(\mathbf{V}_{mod})]$  o resultado fornecido por (43) é único. Qualquer outro vetor solução terá, necessariamente, norma superior [05]. Portanto,  $[\Delta Y]$  pode ser interpretado como sendo o menor esforço de modificação da rede capaz de reproduzir o necessário desvio no ponto de operação pré-defeito para melhoria da segurança. De outra forma, a solução pode também ser entendida como uma indicação dos circuitos estarem ou não com suas capacidades adequadas à redistribuição de fluxos apontada pelo redespacho, diante dos transitórios decorrentes das contingências em questão.

Observa-se que a solução do problema de norma mínima proporciona resultados baseados nas indicações fornecidas pela solução do problema de melhoria da segurança via redespacho. Como o vetor  $\mathbf{S}$  representa uma forma de uso da sensibilidade, a solução é obtida através de um processo sequencial que utiliza, a cada iteração, pequenas modificações do despacho indicadas por este vetor. Devido às características não-lineares dos SEEs, não é conveniente usar  $\mathbf{S}$  para grandes modificações de despacho.

Assim, para cada desvio do ponto de operação pré-defeito, obtido através do vetor  $\mathbf{S}$ , considerando pequenos incrementos nas potências geradas, o sistema de equações (43) a  $2NI$  variáveis deve ser resolvido. Em cada iteração do processo de determinação da nova configuração da rede, as potências complexas  $\mathbf{Sg}_i = \mathbf{Pg}_i + j\mathbf{Qg}_i$ , injetadas originalmente no caso base, permanecem constantes. O caso converge quando a margem de segurança mínima admissível é alcançada.

O algoritmo computacional para obtenção da melhoria da segurança, utilizando uma solução de mínima norma é mostrado na figura 12. Doravante, esta metodologia será referenciada como **RCF-SMN**.

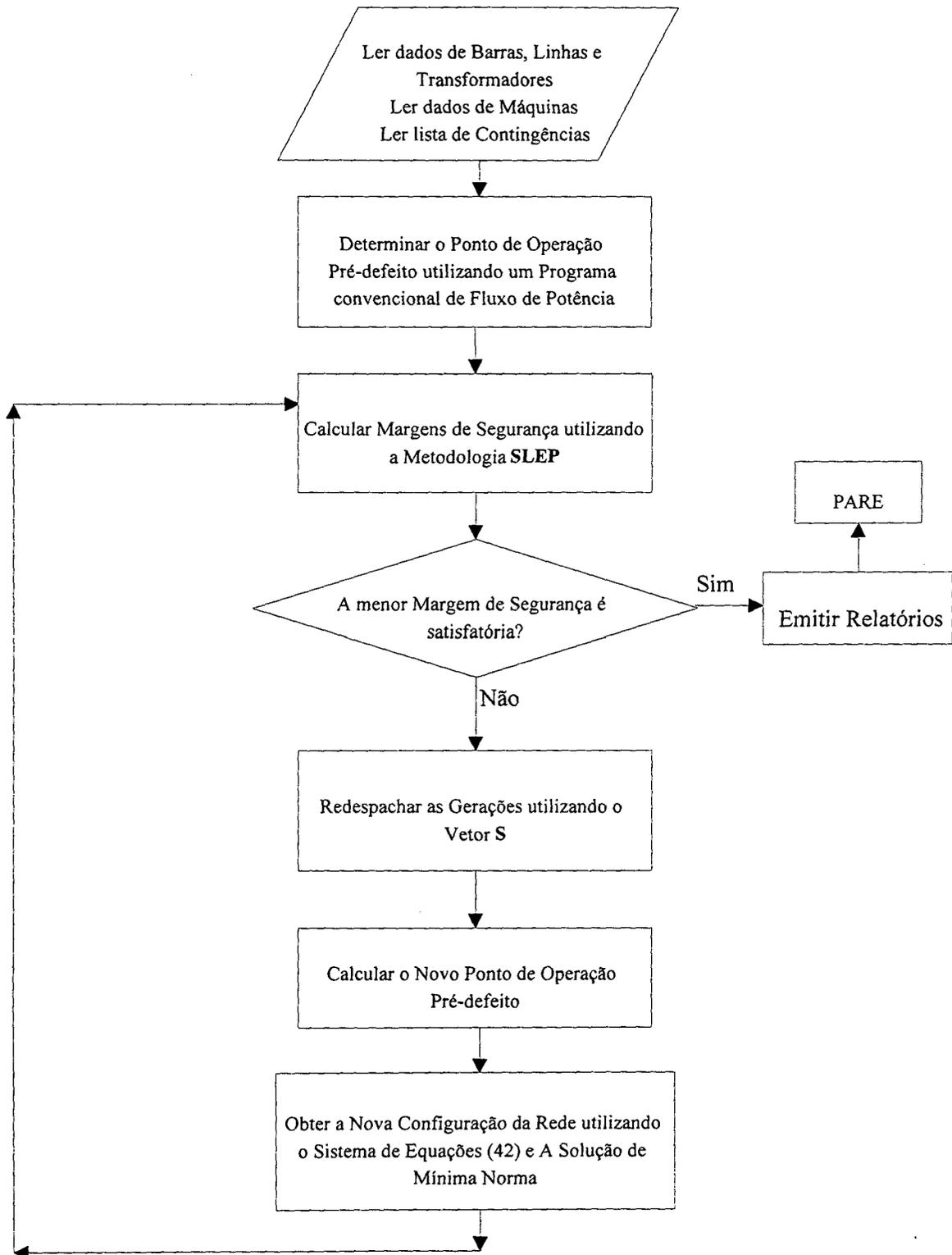


Figura 12 - Fluxograma da Metodologia **RCF-SMN**  
Reconfiguração baseada na Solução de Mínima Norma

#### **5.4 Considerações Gerais sobre a Solução do Problema utilizando Mínima Norma**

O sistema de equações (42), conforme o tipo de alteração que se pretende realizar na rede, pode ser particularizado para três situações distintas:

- 1 - Modificações nos parâmetros série e em derivação,
- 2 - Modificações somente no parâmetro série ou
- 3 - Modificações somente no parâmetro em derivação.

Dois aspectos importantes devem ser considerados, de acordo com a particularização feita à solução do problema. O primeiro diz respeito à viabilidade prática das soluções encontradas. Neste caso, para os sistemas de energia elétrica, quando se pretende corrigir a segurança via modificações na topologia da rede, a resistência no parâmetro série e a condutância no parâmetro em derivação, usualmente, não são consideradas. Somente os elementos reativos participam das alterações e, dentre estas, as modificações nas reatâncias dos circuitos, comumente conhecida como compensação série, são as que proporcionam os melhores resultados para a melhoria da estabilidade do sistema [09].

Em princípio, estes resultados poderiam ser obtidos, particularizando-se a solução 2 das equações (42) para modificações somente na reatância série. Isto exigiria a introdução de restrições que inibissem as alterações nas resistências bem como, nos acréscimos positivos das reatâncias. Contudo, as equações (42) foram construídas em função das admitâncias da rede onde, por conseguinte, estes parâmetros não aparecem de forma explícita. Assim, para que estas restrições sejam incorporadas ao problema, é necessário que se considere a relação existente entre impedâncias e admitâncias nas redes elétricas que, por sua vez, é não-linear. Em decorrência, qualquer restrição feita às resistências ou às reatâncias serão também funções não-lineares das condutâncias e susceptâncias série e sua incorporação ao problema comprometeria a natureza linear das equações.

Uma forma de contornar este problema, preservando a linearidade existente no sistema de equações (42) que em muito simplifica a solução, consiste em realizar um monitoramento dos resultados a cada iteração, descartando aqueles que não são de interesse. Isto pode ser obtido da seguinte forma. Os incrementos  $\Delta y^s$ , calculados através da solução do sistema (42) são, inicialmente, incorporados às admitâncias das linhas da rede elétrica. A partir do inverso deste parâmetro, as novas impedâncias série são obtidas. Em seguida, as variações havidas nas resistências são descartadas, com

este parâmetro reassumindo seu valor original. O mesmo procedimento é adotado com as reatâncias que cresceram em valor absoluto.

Somente para as linhas em que houve decréscimos na reatância, as modificações estimadas são, definitivamente, implementadas na rede. Calcula-se, então, o novo ponto de operação do SEE e a margem de segurança a ele associada. Caso esta margem ainda seja insatisfatória, redespacha-se a geração, utilizando-se a metodologia SLEP e o vetor  $S$ , e repete-se o processo até que a convergência seja atingida.

O segundo aspecto refere-se a viabilidade matemática de solução do sistema de equações (42). Observa-se que, quando os parâmetros em derivação, situações 1 e 3, estão presentes na solução do problema, o posto de  $[A(V_{mod})]$  é  $Nb$ , ou seja, as equações (42) são linearmente independentes. Para a situação 2, entretanto, onde somente os acréscimos nos parâmetros série são considerados, isto não ocorre. Neste caso, o sistema de equações (42) torna-se linearmente dependente, apresentando grau 1 de degeneração. Um novo nó deve ser escolhido como referência da rede elétrica e sua equação eliminada do sistema de equações (42). Com isto, o posto da matriz  $[A(V_{mod})]$  reduz-se para  $Nb - 1$ .

A razão deste comportamento diferenciado encontra-se na composição da matriz  $[A(V_{mod})]$ . Um elemento genérico pertencente a esta matriz é constituído de um produto entre a tensão existente na barra  $i$  e a tensão no parâmetro  $ik$ , sempre que houver incidência entre esta barra e o circuito considerado.

Para os parâmetros em derivação, a tensão no elemento é tomada em relação ao nó de referência da rede que, por hipótese, tem potencial nulo e cuja equação não está representada no sistema (42). De forma semelhante à matriz de admitâncias de barra da rede, a inexistência da equação referente a este nó, ao qual as demais barras se referenciam, garante independência linear das equações.

Para os parâmetros série, a tensão no elemento é medida considerando-se as tensões nas barras terminais  $i$  e  $k$ , associadas ao circuito correspondente. Todavia, neste caso, as equações referentes a estes nós aparecem ambas representadas no sistema (42). Isto provoca, para qualquer circuito  $ik$ , o aparecimento de parcelas do tipo  $V_i \Delta V_{ik}$ , no termo correspondente à barra  $i$ , e  $V_k \Delta V_{ki}$ , no termo correspondente à barra  $k$ . Pré-multiplicando-se as parcelas referentes à barra  $i$  (ou linhas de  $[A(V_{mod})]$ ) pelo produtório das tensões das demais barras da rede e repetindo-se este procedimento para as  $Nb$  barras existentes, obtém-se, por circuito (ou colunas de  $[A(V_{mod})]$ ), termos recíprocos que, por conseguinte, ao serem somados se cancelam, mostrando serem as equações linearmente dependentes.

Ainda neste aspecto, é importante considerar o fato de que, se a matriz  $[A^\#(V_{mod})]$  for mal-condicionada, a solução do sistema de equações (43) pode fornecer falsas soluções. A dominância da diagonal está diretamente relacionada às

tensões complexas entre barras adjacentes e seu comprometimento é tão maior quanto maior for a proximidade entre elas. Uma análise comparativa dos termos da diagonal de  $[A^\#(V_{mod})]$  com os demais termos de uma mesma equação, enfocando-se separadamente de acordo com o parâmetro que está sendo investigado, resulta no seguinte:

#### Parâmetros Série

$$\text{quando } \left\{ \sum_{k \neq i} \left[ \left( V_i^2 + V_k^2 \right) \left( V_i^* + V_k^* \right) \right]^2 \right\} \rightarrow 0 \Rightarrow \text{cond} \left[ A^\#(V_{mod}) \right] \rightarrow \infty$$

$$\forall k \in \{\text{barras interligadas à barra } i\} \quad (45)$$

#### Parâmetros em Derivação

$$\text{quando } \left\{ \sum_{k \neq i} \left[ \left( V_i V_i^* \right) \left( V_k + V_k^* \right) \right] \right\} \rightarrow 0 \Rightarrow \text{cond} \left[ A^\#(V_{mod}) \right] \rightarrow \infty$$

$$\forall k \in \{\text{barras interligadas à barra } i\} \quad (46)$$

A relação (45) mostra que a solução do problema, particularizada para modificações somente no parâmetro série, pode ficar seriamente comprometida caso as variações nas aberturas angulares não sejam significativas. O mesmo ocorre para os parâmetros em derivação e a variação no perfil de tensão, como mostrado pela relação (46). Em ambos os casos, quanto menores as alterações nas tensões complexas da rede, maior o condicionamento de  $[A^\#(V_{mod})]$  e portanto, maior a proximidade com a singularidade. Por outro lado, deslocamentos expressivos do ponto de operação, resultante de índices mais elevados de redespacho, conquanto melhorem o condicionamento de  $[A^\#(V_{mod})]$  podem causar problemas com a melhoria da segurança proveniente do redespacho em função das não-linearidades existentes nos SEEs.

Para contornar este problema, introduziu-se na metodologia RCF-SMN uma rotina para apurar a cada iteração, o condicionamento de  $[A^\#(V_{mod})]$ . Nos casos em que a solução possa ser comprometida e o índice de redespacho tenha atingido o limite recomendável, o nó de grau mais elevado da rede é adotado como uma nova referência para o sistema e sua equação, conseqüentemente, eliminada de (42).

As relações (45) e (46) espelham também, o acoplamento existente nos SEEs entre as potências ativas e os elementos série das linhas de transmissão e entre as

potências reativas e os elementos em derivação destas. Os elementos que compõem a sub-matriz  $[A^s(V_{mod})]$ , que relaciona as modificações nos parâmetros série com as variações de injeção de potência nodal na equação (42), são fortemente afetados pelas alterações nas aberturas angulares. O mesmo ocorre com os elementos pertencentes à sub-matriz  $[A^d(V_{mod})]$ , que relaciona as modificações nos parâmetros em derivação com as variações de injeção de potência nodal. Neste caso, os elementos são muito mais sensíveis às modificações nos módulos das tensões.

Contudo, esta propriedade se reflete de forma inversa nos incrementos dos parâmetros série e em derivação quando estes são estimados pelo sistema de equações (43). Como as ações de redespacho estão diretamente relacionadas às variações de fluxos de potência ativa nas linhas e, conseqüentemente, com as aberturas angulares, as modificações nas potências ativas injetadas, promovidas pelo vetor  $S$ , provocam alterações mais expressivas nos parâmetros em derivação, comparativamente aos parâmetros série, quando ambos estão presentes na solução procurada. De forma semelhante, uma redistribuição das potências reativas no SEE, traduzida em termos de alterações paramétricas, provocaria variações mais expressivas nas condutâncias e susceptâncias série da rede elétrica.

## **5.5 Conclusão**

A metodologia RCF-SMN, apresentada neste capítulo, baseia-se na linearidade existente nas equações da rede elétrica, quando estas são explicitadas em função dos parâmetros dos circuitos que a compõem. A solução de mínima norma proposta para resolver o problema da correção da segurança dinâmica via alterações topológicas na rede, é bem simplificada e de fácil formulação, resolvendo o problema (42) através do cálculo de uma única expressão. Os resultados representam o mínimo reforço de rede, que deve ser implementado no SEE, de forma a garantir que sua margem de segurança esteja num patamar mínimo especificado. Além disto, o problema fornece, através da matriz  $[B(V_{mod})]$  em (43), a sensibilidade paramétrica da rede elétrica às alterações promovidas pelo redespacho, de onde obtém-se uma indicação dos circuitos estrangulados diante das contingências em questão.

Entretanto, esta forma de resolver o problema apresenta alguns inconvenientes. A metodologia sugere alterações como modificações nas resistências série, ou mesmo nas condutâncias em derivação, pouco usuais em se tratando de modificações na topologia da rede de SEEs. A forma da solução proposta não permite que sejam incorporadas ao problema restrições para inibir este tipo de modificação descartando, implicitamente, as alterações que não são de interesse. Além disto, é interessante que se formule o problema de uma forma mais flexível, onde considerações do tipo limites

mínimo e máximo de compensação série por linha, ou mesmo da capacidade de transferência de potência dos circuitos, possam, por exemplo, ser observados.

Tendo em vista estas considerações, propõe-se no capítulo a seguir um problema de programação não-linear que procura contornar os inconvenientes apresentados.

## CAPÍTULO 6

# UM PROBLEMA GERAL DE PROGRAMAÇÃO APLICADO À DETERMINAÇÃO DAS ALTERAÇÕES TOPOLÓGICAS

### **6.1 Introdução**

A formulação apresentada a seguir procura tratar o problema da melhoria da segurança através de um novo critério de otimização. As equações envolvidas neste processo de determinação das alterações topológicas admitem diversas soluções. Aquela solução onde a função objetivo é otimizada, sem violação das restrições impostas, constitui a solução do problema.

São três os elementos essenciais a considerar: a) um conjunto de variáveis independentes sobre as quais a otimização será executada (no caso  $y_{ik}$ ); b) um conjunto de condições de igualdade e desigualdade que definem um conjunto de valores aceitáveis das variáveis e c) uma função objetivo a ser minimizada. A solução, se existente, consiste, em geral, de um conjunto de valores possíveis das variáveis para cada um dos quais a função objetivo assume um valor ótimo.

Inicialmente, a partir de um problema geral de programação matemática, formula-se um problema de programação quadrática, considerando-se apenas restrições de igualdade lineares impostas pelas equações (37). Neste caso, a função objetivo é definida por desvios quadráticos das alterações topológicas da rede. A solução encontrada, de acordo com Brogan [05], se confunde com a de mínima norma apresentada no capítulo anterior.

Em seguida, por razões práticas, o problema é particularizado para o caso de determinação de compensações série na rede, quando somente modificações na reatância série dos circuitos são consideradas, para efeito da melhoria da segurança do SEE. Em razão das restrições de desigualdade não-lineares impostas, e da dependência das variáveis de estado com as alterações restritas das variáveis de controle, a busca da solução torna-se um problema de programação não-linear a ser resolvido. Os multiplicadores de Lagrange são utilizados nas duas formulações, incorporando-se,

também, o método da "descida mais íngreme" ao segundo caso, objeto de estudo do presente capítulo.

## 6.2 Formulação do Problema Geral de Programação

O sistema de equações (42) apresentado no item 5.3 admite infinitas soluções dentre as quais, para o caso sem restrições, a de mínima norma discutida no capítulo precedente. Se, entretanto, uma função objetivo que se deseja minimizar, constituída de deslocamentos  $\Delta y_{ik}$  penalizados por fatores  $p_{ik}$ , como por exemplo,

$$FO = f \left[ \sum_i^{Nb} \sum_k^{Nb} (p_{ik}^s \Delta y_{ik}^s ; p_{ik}^d \Delta y_{ik}^d) \right] \quad (47)$$

$\forall k \in \{\text{barras conectadas à barra } i\}$

estiver sujeita às restrições de igualdade impostas pelo sistema de equações (42), reescrito abaixo,

$$\begin{aligned} \left[ V_{mod} \Delta V_{mod}^* ; V_{mod} V_{mod}^* \right]_{(Nb \times 2NI)} & \begin{bmatrix} \Delta Y_{mod}^{s*} \\ \Delta Y_{mod}^{d*} \end{bmatrix}_{(2NI \times 1)} = \\ & = \left[ \Delta S_{bas} \right]_{(Nb \times 1)} \end{aligned}$$

e, ainda, sujeita a restrições de desigualdade do tipo

$$g \left( \Delta y_{ik}^s, \Delta y_{ik}^d \right) \geq 0, \quad (48)$$

tem-se um problema geral de programação a ser resolvido.

O problema geral de programação é uma forma sistemática de, dentre as soluções, encontrar aquela que minimize a função objetivo (47) em um número finito de tentativas. A natureza das equações (47) e (48), de acordo com a forma que suas variáveis se interrelacionam, definirá que tipo de problema se tem a resolver, se linear, não-linear ou dinâmico [05,28]. Observe que (42) representa um sistema de equações lineares em  $\Delta Y$ .

Um ponto inicial de busca, a partir do qual a solução será pesquisada, deve ser fornecido. Para o caso, como a rede original,  $Y_{bas}$ , é uma solução viável, já que esta

fornece solução para o problema antes dos deslocamentos ocorridos no vetor de estado das tensões proporcionados pela ação de redespacho, a adoção de  $\Delta Y = \mathbf{0}$  como ponto inicial de busca é proposta. Em seguida, as possíveis soluções devem ser examinadas e o decréscimo da função objetivo observado. Uma regra de parada deve determinar se o ótimo foi alcançado ou se este inexistente.

### 6.3 O Problema de Programação Quadrática

A partir do problema geral formulado no item anterior, e considerando uma função objetivo definida pelo somatório dos desvios quadráticos das alterações topológicas da rede não penalizados, e considerando ainda a inexistência de restrições de desigualdade do tipo (48), o problema anterior fica assim formulado:

$$\left. \begin{aligned}
 \min FO &= \left\{ \sum_i^{Nb} \sum_k^{Nb} \left[ p_{ik}^s (\Delta y_{ik}^s)^2 + p_{ik}^d (\Delta y_{ik}^d)^2 \right] \right\}^n \\
 &\quad \forall k \in \{\text{barras conectadas à barra } i\} \\
 \text{sujeito a} & \\
 \left[ \begin{array}{cc} V_{mod} & \Delta V_{mod}^* \\ V_{mod} & V_{mod}^* \end{array} \right]_{(Nb \times 2Nl)} & \begin{bmatrix} \Delta Y_{mod}^{s*} \\ \Delta Y_{mod}^{d*} \end{bmatrix}_{(2Nl \times 1)} = \\
 &= \left[ \Delta S_{bas} \right]_{(Nb \times 1)}
 \end{aligned} \right\} \quad (49a)$$

onde: FO → Função objetivo que se deseja minimizar;

$p_{ik}$  → Fatores de penalização;

$n$  → Número real positivo.

Para facilitar a compreensão, reescreve-se o sistema (49a) na forma simplificada abaixo:

$$\begin{aligned}
& \mathbf{min} \text{ FO} = \mathbf{f}(\Delta\mathbf{y}) \\
& \mathbf{sujeito a} \\
& \text{Restrições de Igualdade} \\
& \mathbf{h}(\mathbf{V}, \Delta\mathbf{y}) = 0
\end{aligned} \tag{49b}$$

As variáveis de estado  $\mathbf{V}$  no problema são previamente estipuladas, e seus valores mantidos constantes durante o procedimento de cálculo. Como as restrições de igualdade impostas através das equações (42) são lineares para a variável explícita de controle  $\Delta\mathbf{Y}$ , temos um problema de programação quadrática a ser resolvido. A solução utilizando multiplicadores de Lagrange [05] constitui-se, neste caso, num método rápido e eficiente. Com a incorporação das restrições à função objetivo, o método encontra a solução numa única iteração.

Duas condições necessárias à utilização desta metodologia devem, contudo, ser previamente satisfeitas. A primeira diz respeito à solução viável utilizada como ponto de partida. Qualquer coordenada do ponto inicial de busca,  $\Delta\mathbf{Y}$ , arbitrada muito distante do ponto em torno do qual se procura a solução, pode comprometer seriamente os resultados. A segunda diz respeito à exigência da função  $\mathbf{f}$ , que representa a função objetivo, e da função  $\mathbf{h}$ , que representa as restrições de igualdade impostas por (37), serem diferenciáveis em relação às variáveis de controle  $\Delta\mathbf{Y}$ . Isto é garantido, tomando-se  $\mathbf{n} \geq 1$  em  $\mathbf{FO}$  (49), que passaria, desta forma, a representar a norma euclideana.

Assim, para resolver o problema de programação quadrática (49b), utilizando-se os multiplicadores de Lagrange, deve-se primeiramente, construir uma função objetivo aumentada,  $\mathbf{FO}^+$ , incorporando-se àquela que se deseja minimizar,  $\mathbf{FO}$ , as restrições existentes.  $\mathbf{FO}^+$ , comumente chamada de Função Lagrangeana do problema original, assume, então, a forma

$$\mathbf{FO}^+(\Delta\mathbf{Y}, \boldsymbol{\lambda}) = \mathbf{f}(\Delta\mathbf{Y}) + \boldsymbol{\lambda}^T [\mathbf{h}(\mathbf{V}, \Delta\mathbf{Y})] \tag{50}$$

onde o vetor  $\boldsymbol{\lambda}$  é chamado de multiplicador de Lagrange.

Em seguida deve-se observar se as condições de diferenciação impostas foram satisfeitas, ou seja, se os gradientes de  $\mathbf{f}$  e  $\mathbf{h}$  no ponto solução do problema  $[\Delta\mathbf{Y}]$  garantem que

$$\nabla \mathbf{f}(\Delta\mathbf{Y}) \neq \bar{\mathbf{0}} \quad \text{e} \quad \nabla \mathbf{h}(\Delta\mathbf{Y}) \neq \bar{\mathbf{0}}.$$

Considerando que as curvas de  $h$  devem tangenciar a curva de nível de  $f$  neste ponto, segue-se que esses gradientes devem ser vetores colineares na solução, devendo existir portanto um  $\lambda \in \Re$  tal que

$$\nabla f(\Delta Y) \lambda^T [\nabla h(\Delta Y)] = \bar{0} \quad (51)$$

A partir da função objetivo aumentada,  $FO^+$ , as condições necessárias para que exista um mínimo local no ponto  $(\Delta Y^*, \lambda^*)$  são [33]

$$\frac{\partial FO^+}{\partial Y}(\Delta Y, \lambda) = 0 \quad (52)$$

$$\frac{\partial FO^+}{\partial \lambda}(\Delta Y, \lambda) = 0$$

Este problema de programação quadrática se resolvido na forma proposta, ou seja, sem restrições de desigualdade, sem penalizações às variáveis de controle e com  $n = 1/2$  em (49a), fornece resultados idênticos àqueles obtidos com a solução por mínima norma apresentada no capítulo anterior [05].

## **6.4 O Problema de Programação Não-linear**

As metodologias anteriores mostraram como obter as alterações topológicas, a partir do deslocamento do ponto de operação pré-defeito do sistema para uma região de maior segurança. Os resultados são traduzidos por modificações nas condutâncias e susceptâncias série e em derivação das NI linhas existentes na rede. Do ponto de vista da estabilidade transitória, as soluções indicam a adequação das capacidades dos circuitos frente às contingências em estudo.

Entretanto, se se deseja corrigir a segurança do SEE utilizando-se modificações na topologia da rede, algumas restrições devem ser impostas ao problema, no sentido de nortear seus resultados para alterações que sejam fisicamente realizáveis. Em outras palavras, inserções de condutâncias em derivação, que poderiam ser entendidas como o aparecimento de cargas fictícias, negativas ou não, devem ser eliminadas do processo. O mesmo ocorre com as condutâncias série, quando as modificações poderiam ser traduzidas pela inserção de um elemento positivo ou negativo nos circuitos da rede.

No intuito de contornar esta situação, conforme mencionado no item 5.5 do capítulo anterior, propõe-se uma particularização do problema de determinação das alterações topológicas formulado no item 6.3, convenientemente como um problema

de programação quadrática, concentrando-se nas reatâncias do SEE todas as modificações necessárias à correção da segurança. Esta ação de controle, conhecida como compensação série de redes, segundo Dube em [09], mostra-se hoje como sendo a melhor alternativa existente para o reforço do sistema de transmissão tanto do ponto de vista técnico - melhoria nos níveis de estabilidade estática, transitória e dinâmica, como do ponto de vista econômico - rápido retorno do investimento feito a partir da melhoria dos níveis de transmissão [09].

Desta forma, a reatância série dos circuitos, respeitados os limites previamente estabelecidos, torna-se o único parâmetro da rede responsável pelo deslocamento do ponto de operação. Variações nas resistências ou mesmo nas condutâncias e susceptâncias em derivação não são mais toleradas.

Todavia, a observância destas restrições introduz não-linearidades no problema que devem ser consideradas. Como as equações da rede elétrica estão construídas em função de suas admitâncias, não é possível expressar a resistência como uma relação linear isolada da condutância série, o mesmo ocorrendo com a reatância em relação à susceptância. Ambas tornam-se funções não-lineares da admitância série do circuito, ou seja, da condutância e susceptância série conjuntamente. As expressões que se seguem ilustram com maior clareza estas relações. Tomando-se como base a impedância  $Z$  e a admitância  $Y$  de uma ligação genérica  $ik$  da rede, a seguinte equação pode ser escrita:

$$r_{ik}^s + j x_{ik}^s = z_{ik}^s = \frac{1}{y_{ik}^s} = \frac{y_{ik}^{s*}}{y_{ik}^s y_{ik}^{s*}} = \frac{G_{ik}^s + j B_{ik}^s}{|y_{ik}^s|^2}$$

Isolando as partes real e imaginária, obtém-se as seguintes relações

$$r_{ik}^s = \frac{G_{ik}^s}{|y_{ik}^s|^2} \quad \text{e} \quad x_{ik}^s = \frac{B_{ik}^s}{|y_{ik}^s|^2}$$

que devem ser observadas quando da imposição ao problema de restrições às resistências e reatâncias série da rede, como também, na elaboração da função objetivo.

O problema a ser resolvido transforma-se num problema de programação não-linear, que fica assim formulado:

$$FO = \sum_i^{Nb} \sum_k^{Nb} p_{ik} \left( B_{ik_{mod}}^s / |Y_{ik_{mod}}|^2 - B_{ik_{bas}}^s / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right)^2 \quad (53)$$

$$\forall k \in \{\text{barras conectadas à barra } i\}$$

sujeito a

### Restrições de Igualdade

$$\begin{bmatrix} V_{mod} & \Delta V_{mod}^* & ; & V_{mod} & V_{mod}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{mod}^{s*} \\ Y_{mod}^{d*} \end{bmatrix} = [S_{bas}]$$

$$\left( y_{ik_{mod}}^d \right) - \left( y_{ik_{bas}}^d \right) = 0 \quad (54)$$

$$\left( G_{ik_{mod}} / |Y_{ik_{mod}}|^2 \right) - \left( G_{ik_{bas}} / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right) = 0$$

### Restrições de Desigualdade

$$\left[ \left( B_{ik_{bas}} / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right) - \left( B_{ik_{mod}} / |Y_{ik_{mod}}|^2 \right) \right] / \left( B_{ik_{bas}} / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right) \geq \text{comp}_{min} \quad (55)$$

$$\left[ \left( B_{ik_{bas}} / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right) - \left( B_{ik_{mod}} / |Y_{ik_{mod}}|^2 \right) \right] / \left( B_{ik_{bas}} / |Y_{ik_{bas}}|^2 \right) \leq \text{comp}_{max}$$

onde:

- comp =  $(x_{ik_{bas}} - x_{ik_{mod}}) / x_{ik_{bas}}$
- comp → compensação do circuito  $ik$ ;
- $x_{ik}$  → reatância série do circuito  $ik$ ;
- $p_{ik}$  → fator de penalização do circuito  $ik$ .

Como as ações de controle são restritas a um único parâmetro, as modificações deverão ser maiores o suficiente para promover no sistema o deslocamento pretendido do ponto de operação. Com isto, as variáveis de estado devem se ajustar durante o processo, tornando-as dependentes das variáveis de controle. As alterações topológicas não são mais obtidas numa única iteração como na solução do problema por norma mínima desenvolvida no capítulo 5. O processo de solução torna-se iterativo, alcançando a convergência quando uma tolerância mínima especificada é atingida.

Os valores especificados para as compensações nas equações (55) são, em geral, positivos. Neste caso, somente decréscimos no valor nominal da reatância série serão considerados pelo problema. Contudo, outras especificações podem ser feitas. Caso estes limites sejam mantidos em aberto, ou seja,  $-\infty$  para as compensações mínimas e  $+\infty$  para as máximas, todo tipo de modificação nas reatâncias será implementado na rede causando, inclusive, o aparecimento de valores negativos para este parâmetro.

Fatores de penalização por circuito podem também ser introduzidos no sentido de permitir ponderações prévias dos acréscimos calculados durante a solução do problema. Desta forma, algum outro critério como custo, por exemplo, poderia de antemão ser considerado.

Em forma compacta tem-se uma função objetivo que se deseja minimizar definida pela equação (53)

$$\min FO = f(Y) \quad (56)$$

sujeito às restrições de igualdade exigidas pelas equações (54)

$$h(V, Y, S) = 0 \quad (57)$$

e de desigualdade impostas pelas equações (55)

$$g(Y) \leq 0 \quad (58)$$

onde:

- Y → Variáveis de controle  
Admitância série dos circuitos;
- V → Variáveis de estado  
Tensões complexas nos nós da rede;
- S → Variáveis de perturbação  
Potências elétricas de geração/carga.

Incorporando as restrições de igualdade (57) à função objetivo (56), utilizando-se, para isto, dos mutiplicadores de Lagrange, tem-se

$$FO^+ = f(Y) - \lambda^T [h(V, Y, S)] \quad (59)$$

cuja diferencial total em relação às variáveis de estado e de controle, na forma vetorial, é

$$dFO^+ = dV^T \frac{\partial FO^+}{\partial V} + dY^T \frac{\partial FO^+}{\partial Y} \quad (60)$$

onde:

$$dV^T = [dV_1, dV_2, \dots, dV_{Nb}]$$

$$dY^T = [dY_{ik_1}, dY_{ik_2}, \dots, dY_{ik_{NI}}]$$

Em torno do ponto solução, para pequenos deslocamentos em  $Y$  ou em  $V$ ,  $FO^+$  não deve sofrer alterações. Assim, no ótimo,  $dFO^+ = 0$ . Da equação (59) pode-se então deduzir [10]

$$\frac{\partial f}{\partial V} - \left( \frac{\partial h}{\partial V} \right)^T \lambda = 0 \quad (61)$$

$$\frac{\partial f}{\partial Y} - \left( \frac{\partial h}{\partial Y} \right)^T \lambda = 0 \quad (62)$$

Tomando-se a rede original  $Y_{bas}^{(0)}$  e o estado modificado das tensões  $V_{mod}^{(0)}$  como ponto inicial de busca, resolve-se a equação (61) para  $\lambda$ . O resultado encontrado deve satisfazer a equação (62) dentro de tolerâncias especificadas. Isto não ocorrendo, um novo valor  $Y$  deve ser escolhido, ou seja,

$$Y^{(1)} = Y^{(0)} + \Delta Y^{(1)} \quad (63)$$

de tal forma a possibilitar o maior decréscimo em  $FO^+$ , observadas as restrições (58). Para tanto, lança-se mão do gradiente de  $FO^+$  na direção das variáveis de controle  $Y$ . Tomando-se o seu sentido negativo, move-se  $FO^+$  no sentido da "descida mais íngreme". O tamanho do passo a ser implementado na rede deve ser estimado de forma a não violar os limites impostos por (58). A equação (64) abaixo ilustra este procedimento.

$$\Delta Y^{(1)} = -\alpha \left( \frac{\partial FO^+}{\partial Y} \right)^{(0)} \quad (64)$$

onde:  $\alpha \rightarrow$  Fator escalar positivo que determina o tamanho do passo.

O novo vetor de controle  $Y^{(1)}$  deve ser levado às equações (57) e todo o processo repetido até a convergência, dentro de uma tolerância especificada.

De forma semelhante esta metodologia pode ser aplicada para alterações somente na susceptância em derivação dos circuitos, modificando, no que concerne, as equações (53), (54) e (55) para a nova variável de controle. Cabe ressaltar que, após a solução do problema de programação proposto, a margem de segurança do sistema deve ser novamente verificada. Caso esta não esteja dentro do limite mínimo estabelecido, um novo deslocamento do ponto de operação pré-defeito deve ser feito e o problema repetido.

O algoritmo computacional para obtenção da melhoria da segurança dinâmica do SEE baseado num problema de programação não-linear é mostrado na figura 13. Doravante, esta metodologia será referenciada como **RCF-PNL**.

Observe que os índices de redespacho que satisfazem simultaneamente as equações (61) e (62) não interessam para o cálculo das modificações. Neste caso, um novo índice, necessariamente maior que o anterior, deverá ser estipulado. O mesmo ocorre com o tamanho do passo  $\alpha$ , quando as modificações na topologia da rede não resultam em melhoria da margem de segurança.

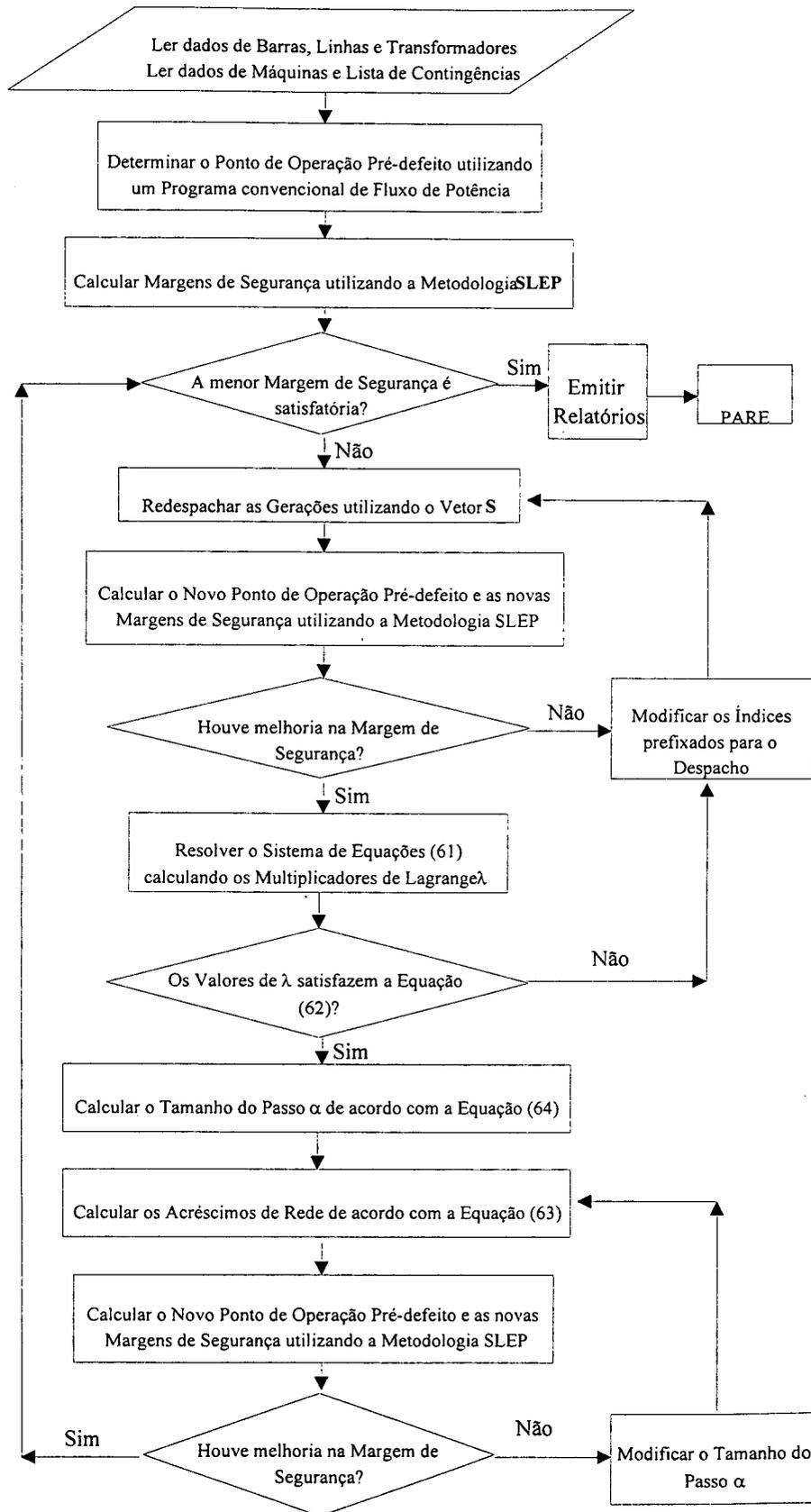


Figura 13 - Fluxograma da Metodologia RCF-PNL  
Reconfiguração baseada num Problema de Programação Não-Linear

## **6.5 Conclusão**

Neste capítulo foi mostrado, inicialmente, como calcular as modificações na rede através de um problema de programação quadrática sem restrições de desigualdade, e cujos resultados se confundem com aqueles fornecidos pela solução de mínima norma apresentada no capítulo precedente. De forma semelhante, a solução é bem simplificada e de fácil formulação, resolvendo o problema da correção da segurança dinâmica via alterações topológicas na rede, formulado pelas equações (49a), numa única iteração. Todavia, permanecem as limitações anteriormente registradas.

Com o objetivo de contornar os inconvenientes apontados, e de se obter resultados práticos mais consistentes, particularizou-se o problema de programação quadrática, inicialmente formulado para que somente alterações nas reatâncias série da rede sejam consideradas para efeito da melhoria da segurança do sistema. Para isto, foi formulado um problema de programação matemática, equações (53 a 55), onde as não-linearidades existentes foram consideradas. Como resultado, obtem-se a indicação dos circuitos da rede que devem ter sua reatância série reduzida, e qual a compensação necessária dentro de limites previamente estabelecidos, para que a margem mínima de segurança prefixada seja atingida.

Em razão de sua maior flexibilidade, a metodologia RCF-PNL admite a especificação de penalizações prévias por circuito, permitindo que algum outro critério, tipo custo, por exemplo, seja considerado no cálculo das alterações. Admite também, alterando no que concerne as equações (53 a 55), para o elemento susceptância em derivação, que a melhoria de segurança da rede seja obtida através de injeções de reativo em determinadas barras do SEE.

Outras considerações operativas podem ainda ser introduzidas no problema como, por exemplo, limites de carregamento de linha ou mesmo faixas admissíveis para as tensões. Neste caso, basta que se formule adequadamente a equação correspondente ao problema que se quer considerar, incorporando-a, em seguida, aos sistemas de equações (54) ou (55) de acordo com a natureza da restrição imposta. Os resultados obtidos com a aplicação das formulações propostas nos capítulos 5 e 6 serão apresentados e discutidos no capítulo seguinte.

# CAPÍTULO 7

## AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS METODOLOGIAS

### 7.1 Introdução

Os algoritmos desenvolvidos nos capítulos 5 e 6 foram implementados em linguagem Fortran no sistema IBM - 3090 existente na UFSC. Considerando o elevado grau de esparsidade da equação (37), semelhante ao existente na matriz admitância nodal da rede, foram utilizadas técnicas de armazenamento compacto e fatoração triangular de matrizes esparsas na solução dos sistemas de equações (43) e (51). Uma rotina para ordenação ótima de barras e outra para cálculo do número de condicionamento de matrizes foram também incluídas. Desta forma, quando se fizer necessário, a escolha de uma nova referência para o sistema recairá sobre o nó de maior grau da rede, melhorando assim o condicionamento de  $[A^{\#}(V_{mod})]$ .

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação das metodologias RCF-SMN e RCF-PNL a três sistemas elétricos escolhidos para teste, seguidos de suas respectivas discussões. O item 7.3 relata a sistemática adotada para apresentação dos resultados objetivando facilitar seu entendimento.

### 7.2 Sistemas Elétricos Utilizados para Testes

Os sistemas utilizados para testar a validade das metodologias propostas para correção da segurança dinâmica via alterações topológicas da rede foram os seguintes:

#### Sistema Teste I (ASCC-3)

9 barras / 9 circuitos / 3 geradores

→ Extraído da referência [03]

( em detalhe neste capítulo);

### Sistema Teste II (Baseado no Sistema Sul-Brasileiro)

45 barras / 73 circuitos / 10 geradores

→ Extraído da referência [14]

(em detalhe no apêndice 2);

### Sistema Teste III (IEEE - 118)

118 barras / 273 circuitos / 20 geradores

→ Extraído da referência [30].

No sentido de tornar a operação destes sistemas mais crítica em relação àquela divulgada na literatura, foram feitas algumas alterações no ponto de operação pré-defeito do caso tomado como base para os estudos. Para os sistemas teste II e III, os valores correntes aparecem listados no apêndice 2, onde poderão ser encontradas também, as listas de contingências analisadas seguidas de suas respectivas margens de segurança e tempos críticos. Os dados referentes ao sistema teste I são apresentados no item a seguir. No que concerne, os dados fornecidos para os sistemas estão na base de 100 MVA.

## **7.3 Sistemática de Apresentação dos Resultados**

Inicialmente no item 7.5, a título de ilustração, são mostrados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia **RCF-SMN** ao sistema teste I, quando apenas uma iteração deste algoritmo, esquematizado na figura 12 do capítulo 5, é efetuada. Neste caso, para efeito da melhoria da segurança, são consideradas alterações topológicas envolvendo conjuntamente os parâmetros série e em derivação. O objetivo é ilustrar, de forma clara e detalhada, como se comportam as diversas variáveis do SEE envolvidas no processo de cálculo. Para facilitar o acompanhamento e a identificação dos resultados, os dados relativos ao sistema teste I, utilizado nesta exemplificação, são também apresentados neste item.

Em seguida, no item 7.6, são mostrados os resultados que se obtém quando o caso anterior é processado até que a convergência seja atingida. Neste item, são mostrados também, para efeito comparativo, os resultados obtidos quando o índice de redespacho é modificado.

Continuando, já no item 7.7, ainda com a aplicação da metodologia **RCF-SMN** ao mesmo sistema teste, as soluções são particularizadas somente para os parâmetros série das linhas. Neste caso, as modificações na admitância série dos circuitos tornam-se as únicas variáveis responsáveis pelo deslocamento do ponto de operação pré-defeito deste sistema teste.

Finalizando as simulações, passa-se, no item 7.8, aos resultados obtidos com a aplicação do algoritmo **RCF-PNL**. Neste caso, a correção da segurança dinâmica, via alterações topológicas da rede, é feita considerando-se somente modificações na reatância série dos circuitos. Estas alterações, traduzidas por compensações série, representam o valor da redução que deve ser imposta à reatância de cada circuito da rede elétrica, para que a margem de segurança mínima estipulada seja atingida. Sequencialmente, são apresentados nos itens 7.8.1, 7.8.2 e 7.8.3, os resultados obtidos com os sistemas I, II e III escolhidos para teste.

Nos estudos feitos com a metodologia **RCF-SMN**, o enfoque principal é dado à natureza das modificações sugeridas pela metodologia durante o processo iterativo de cálculo. Busca-se, desta forma, mostrar a correlação existente entre os resultados conseguidos e os princípios nos quais a construção do algoritmo foi baseada, bem como os reflexos destas modificações na rede. As conclusões obtidas com os diversos casos analisados, são utilizadas para balizar os estudos feitos com o segundo algoritmo proposto.

Nas simulações feitas com a metodologia **RCF-PNL**, o enfoque principal é dado aos resultados obtidos quando da convergência do processo. A introdução de uma função objetivo e de restrições ao problema originalmente proposto em (37), item 4.5, foram feitas no sentido de particularizar as soluções para modificações somente nas reatâncias da rede. Desta forma, as compensações série obtidas constituem aqui o objetivo fim.

Os circuitos contendo transformadores não foram considerados habilitados para modificações em qualquer dos estudos feitos com as metodologias propostas. Quando necessário, especificou-se para o sistema estudado,  $M_s = 0,200$  como margem de segurança mínima a ser atingida com a ação de reconfiguração da rede.

#### **7.4 Índice de Esforço de Compensação (IEC)**

Para facilitar a comparação dos resultados alcançados, definiu-se um Índice de Esforço de Compensação - IEC, calculado como sendo

$$IEC (\%) = \left( \frac{\sum_i^{Nb} \sum_{k=i+1}^{Nb} x_{ik_{bas}} - \sum_i^{Nb} \sum_{k=i+1}^{Nb} x_{ik_{mod}}}{\sum_i^{Nb} \sum_{k=i+1}^{Nb} x_{ik_{bas}}} \right) 100(\%), \quad (65)$$

$$\forall k \in \{\text{Barras conectadas à barra } i\}$$

onde os valores das reatâncias do caso base e do caso modificado podem ser lançados em qualquer unidade. Desta forma, um IEC nulo significaria nenhuma modificação na rede, enquanto um IEC de 100% , valor máximo, seria traduzido pela redução a zero de todas as reatâncias série do sistema em estudo.

### **7.5 Exemplo Ilustrativo de Cálculo das Alterações Topológicas Via Aplicação da Metodologia RCF-SMN ao Sistema Teste I**

Neste item são mostrados, primeiramente, os dados relativos ao sistema teste I. Os valores apresentados referem-se ao ponto de operação pré-defeito tomado como base para os estudos. Em seguida, a partir deste ponto de operação, mostra-se, passo a passo, como são efetuados os cálculos das alterações topológicas durante a primeira iteração do algoritmo RCF-SMN. O item é finalizado com alguns comentários a respeito do problema.

#### **7.5.1 Dados do Sistema Teste I**

A figura 14 apresenta o diagrama unifilar deste sistema. Em seguida, na tabela 1, são mostrados os dados de barramento para o ponto de operação pré-defeito e nas tabelas 2, 3 e 4, respectivamente, os dados de linhas e transformadores, dados de máquinas e a lista de contingências considerada para os estudos. As margens de segurança e tempos críticos para eliminação do defeito referentes às contingências listadas, calculadas pela metodologia SLEP a partir do ponto de operação pré-defeito assinalado, são apresentadas na tabela 5.

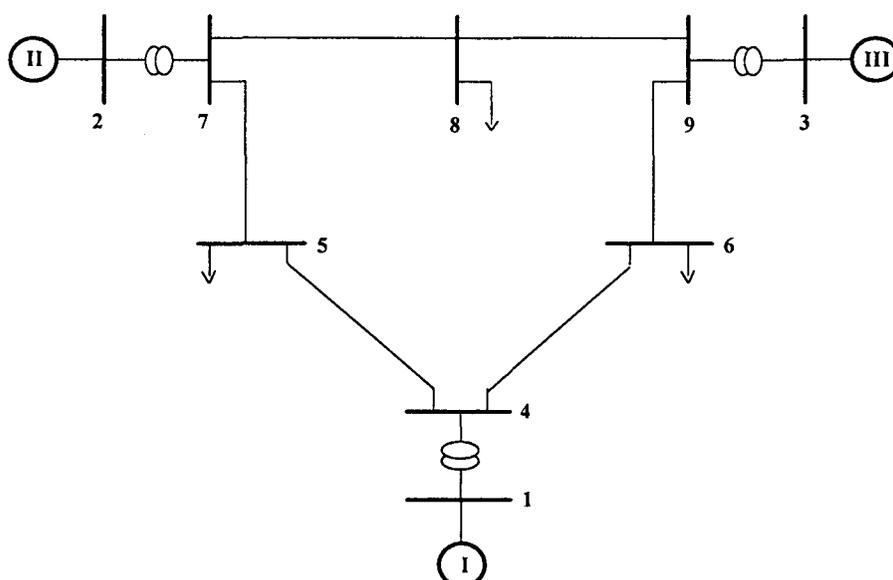


Figura 14 - Sistema Teste I - Diagrama Unifilar

Tabela 1 - Sistema Teste I - Dados de Barramento - Caso Base

Barra No.	T	Tensão/Ângulo (pu)/(graus)	PG (MW)	QG (MVAr)	PD (MW)	QD (MVAr)
01	2	1.0400/ 0.0000	64.02	28.09		
02	1	1.0250/10.4968	171.00	8.23		
03	1	1.0250/ 5.3234	85.00	-10.42		
04		1.0251/ -1.9824				
05		0.9944/ -3.5217			125.0	50.0
06		1.0118/ -3.3083			90.0	30.0
07		1.0253/ 4.6600				
08		1.0155/ 1.5478			100.0	35.0
09		1.0321/ 2.6247				

Tabela 2 - Sistema Teste I

Dados de Linhas e Transformadores

Barra De	Barra Para	Res (%)	Reat (%)	Cap (MVAr)
04	05	1.00	8.50	17.60
04	06	1.70	9.20	15.80
05	07	3.20	16.10	30.60
06	09	3.90	17.00	35.80
07	08	0.85	7.20	14.90
08	09	1.19	10.08	20.90
01	04	0.0	5.76	
02	07	0.0	6.25	
03	09	0.0	5.86	

Tabela 3 - Sistema Teste I

Dados das Máquinas Síncronas

Barra	$X'_d$ (%)	H(seg)
01	6.08	23.64
02	11.98	6.40
03	18.13	3.01

Tabela 4 - Sistema Teste I - Lista de Contingências

No. da Contingência	Barra em Curto	Circuito Retirado	
		Barra de Origem	Barra de Destino
1	7	07	05
2	7	07	08
3	9	09	06
4	9	09	08
5	4	04	05
6	4	04	06

Tabela 5 - Sistema Teste I - Tempos Críticos e Margens de Segurança - Caso Base

No. da Contingência	Tempo Crítico (ciclos)	Margem de Segurança
1	8.4	-0.195
2	10.2	0.204
3	12.0	0.494
4	13.8	0.654
6	16.8	0.793
5	17.4	0.801

### **7.5.2 Detalhamento Passo a Passo dos Resultados Obtidos Durante a 1ª Iteração do Processo**

O passo inicial a ser dado na aplicação da metodologia RCF-SMN, diz respeito à determinação do ponto de equilíbrio pré-defeito do SEE cujos resultados referem-se àqueles apresentados na tabela 1. O segundo passo a ser dado consiste em promover a melhoria da segurança do sistema através do redespacho de geração. Para isto, utilizam-se as metodologias SLEP e do vetor S, que exigem, conforme discutido no item 4.2, algumas especificações prévias antes de serem processadas. Neste aspecto, as seguintes escolhas foram feitas:

- Todos os geradores estão disponíveis para participar da ação de redespacho;
- Todos os geradores têm sua capacidade máxima de geração ilimitada e
- O redespacho máximo por gerador por iteração é de 3,00%.

A partir destas considerações e da utilização das metodologias mencionadas, obtem-se os resultados mostrados nas tabelas a seguir. Primeiramente, ilustra-se, na tabela 6, os valores referentes ao novo ponto de operação, após a correção da segurança feita pelo redespacho. Em seguida, na tabela 7, aparecem as novas margens de segurança e tempos críticos para eliminação do defeito para as contingências consideradas. Deve-se observar que a ação de redespacho implicou em uma redistribuição de 1,921 MW entre os geradores I e II apenas. O gerador III não participa desta ação. Como resultado em termos da melhoria da segurança, obteve-se um deslocamento da menor margem do SEE de -0.195 para -0.101, permanecendo, ainda, a contingência 1 como a mais crítica do sistema.

Tabela 6 - Sistema Teste I - Dados de Barramento  
Resultados após o 1º Redespacho

Barra No.	T	Tensão/Ângulo (pu)/(graus)	PG (MW)	QG (MVar)	PD (MW)	QD (MVar)
01	2	1.0400/ 0.0000	65.85	27.82		
02	1	1.0250/10.2044	169.08	7.83		
03	1	1.0250/ 5.1653	85.00	-10.53		
04		1.0252/ -2.0386				
05		0.9947/ -3.6338			125.0	50.0
06		1.0120/ -3.3992			90.0	30.0
07		1.0254/ 4.4341				
08		1.0156/ 1.3508			100.0	35.0
09		1.0322/ 2.4667				

Tabela 7 - Sistema Teste I - Tempos Críticos e Margens de Segurança  
Resultados após o 1º Redespacho

No. da Contingência	Tempo Crítico (ciclos)	Margem de Segurança
1	9.0	-0.101
2	9.6	0.101
3	12.0	0.509
4	13.8	0.658
6	17.4	0.802
5	17.4	0.810

O passo seguinte consiste em substituir os valores das tensões e das alterações de potência na equação (42), e resolve-la para  $\Delta Y$ . Observe que os valores de  $V_{mod}$  dizem respeito ao estado das tensões da rede após o redespacho (tabela 6) e que os valores de  $\Delta S_i$  devem ser obtidos a partir de uma diferença entre as potências injetadas no caso base (tabela 1) e no caso redespachado (tabela 6). Desta forma, somente para as barras 1, 2 e 3,  $\Delta S_i$  poderá diferente de zero.

Resolvendo-se, então, o sistema de equações (42) na forma proposta em (43), obtém-se os resultados mostrados na tabela 8. Estes acréscimos representam a alteração topológica que deve ser feita na rede de forma a promover uma melhoria na segurança dinâmica do SEE, semelhante àquela proporcionada pela ação de redespacho correspondente.

Tabela 8 - Sistema Teste I - Alterações Topológicas da Rede  
Acréscimos Paramétricos após a 1ª Iteração

Barra De	Barra Para	$\Delta r_{ik}$ (%)	$\Delta x_{ik}$ (%)	$\Delta G_{ik}$ (MW)	$\Delta B_{ik}$ (MVar)
04	05	0.0009	-0.0016	-2.3672	0.4801
04	06	0.0008	-0.0011	-1.1328	0.2551
05	07	0.0256	-0.0066	2.3887	-0.1976
06	09	0.0165	-0.0102	1.1703	-0.1149
07	08	0.0020	0.0	1.2285	-0.1247
08	09	0.0013	-0.0010	-1.2243	0.1829
01	04	0.0	0.0	0.0	0.0
02	07	0.0	0.0	0.0	0.0
03	09	0.0	0.0	0.0	0.0

A quarta etapa do processo consiste em implementar todos estes acréscimos na rede. Isto é feito, somando-se à impedância série de cada circuito, os acréscimos  $\Delta r_{ik}$  e  $\Delta x_{ik}$  correspondentes. O mesmo ocorre com a admitância em derivação e os acréscimos  $\Delta G_{ik}$  e  $\Delta B_{ik}$ , já representados nas unidades convenientes. Em seguida, obtém-se o novo ponto de operação através de um estudo convencional de fluxo de potência. A partir deste ponto de equilíbrio e da utilização da metodologia SLEP, as novas margens de segurança e tempos críticos de eliminação do defeito, para as contingências consideradas, devem ser calculadas. Estes resultados, obtidos após a ação de reconfiguração, estão dispostos nas tabelas 9 e 10 a seguir. Observe que a ação de reconfiguração mantém o despacho inicial especificado para o caso base. Como resultado em termos da melhoria da segurança, obteve-se um deslocamento da menor margem do SEE de -0.195 para -0.164, permanecendo, igualmente, a contingência 1 como a mais crítica do sistema.

Tabela 9 - Sistema Teste I - Dados de Barramento  
Resultados após a 1ª Reconfiguração

Barra No.	T	Tensão/Ângulo (pu)/(graus)	PG (MW)	QG (MVar)	PD (MW)	QD (MVar)
01	2	1.0400/ 0.0000	64.02	27.44		
02	1	1.0250/10.3375	171.00	8.08		
03	1	1.0250/ 5.2281	85.00	-10.63		
04		1.0254/ -1.9818				
05		0.9948/ -3.5734			125.0	50.0
06		1.0122/ -3.3398			90.0	30.0
07		1.0254/ 4.5008				
08		1.0156/ 1.4158			100.0	35.0
09		1.0322/ 2.5293				

Tabela 10 - Sistema Teste I - Tempos Críticos e Margens de Segurança  
Resultados após a 1ª Reconfiguração

No. da Contingência	Tempo Crítico (ciclos)	Margem de Segurança
1	9.0	-0.164
2	10.2	0.213
3	12.0	0.498
4	13.8	0.656
5	17.4	0.805
6	18.6	0.829

O último passo refere-se ao critério de parada. A menor margem do sistema, no caso  $M_s = -0,164$ , deve ser comparada à margem mínima estabelecida para o SEE. Caso esta última não tenha sido atingida, retorna-se ao passo 2 e repete-se o processo até a convergência.

### **Comentários**

Os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia são influenciados pelas especificações que norteiam as ações de redespacho proporcionadas pelo vetor  $S$  baseado na metodologia SLEP. Assim, o fato de estarem, ou não, todas as máquinas disponíveis para a ação de redespacho, bem como, o montante de potência ativa redistribuída a cada iteração devem ser considerados previamente já que estas grandezas não são gerenciadas pelo algoritmo. Estas questões serão, gradativamente, introduzidas no problema nas simulações apresentadas nos itens seguintes. Da mesma forma, a ação de reconfiguração evoluirá deste caso mais geral, onde modificações conjuntas nos parâmetros série e em derivação são consideradas, ao caso mais restrito, quando o algoritmo considera apenas decréscimos na reatância série dos circuitos da rede.

### **7.6 Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia RCF-SMN ao Sistema Teste I - Modificações Conjuntas nos Parâmetros Série e em Derivação**

Neste item serão apresentados inicialmente, os resultados obtidos quando o caso anterior, denominado caso mais geral, é processado até que a convergência seja

atingida. Notar que neste caso, todos os geradores estão disponíveis para a ação de redespacho e que o percentual máximo de 3,00% de realocação de potência ativa por iteração está mantido. Em seguida, apresenta-se em forma comparativa, os resultados obtidos quando o percentual de redespacho é reduzido para 1,00%. Conclui-se com comentários a respeito das abordagens feitas.

### **7.6.1 Correção da Segurança obtida a partir de Modificações Conjuntas nos Parâmetros Série e em Derivação (Redespacho de 3,00%)**

Para um índice de 3% prefixado para o redespacho foram necessárias 10 iterações para que o sistema atingisse uma margem de segurança  $M_s = 0.207$ , superior à margem mínima prefixada. A contingência 1, falta na barra 5 com retirada de linha (5-7), mantém-se como a contingência mais crítica durante todo o procedimento de cálculo.

As figuras 15 a 18 apresentam, para cada circuito da rede, as modificações ocorridas nos parâmetros série e em derivação do sistema teste I, alternando-se os resultados de acordo com a tendência dos acréscimos. O primeiro valor nos gráficos refere-se ao caso base. A sigla **Rcfg (k%)** denota resultados obtidos a partir da ação exclusiva de reconfiguração com um índice de (k%) prefixado para as ações prévias de redespacho. Já a sigla **Rdsp (k%)** denota resultados onde somente a ação de redespacho está presente.

Os gráficos mostram que a evolução das alterações paramétricas se assemelha na forma, mantendo o mesmo fator de proporcionalidade a cada iteração. Este fato pode também ser observado nas respostas obtidas com as variáveis de estado do SEE, quando as modificações são implementadas na rede.

A mudança no ponto de operação é refletida quase que integralmente sobre os parâmetros em derivação já que, tanto a resistência quanto a reatância série não sofrem modificações significativas. Por esta razão, são listados somente os circuitos onde as alterações foram mais expressivas. Constata-se porém que, em relação ao caso base, o valor nominal das resistências aumenta a cada iteração enquanto o das reatâncias diminui, mantendo o módulo da impedância série, praticamente, constante para todos os circuitos representados. Em ambos os casos não aparecem oscilações, sendo monotônica a evolução dos parâmetros.

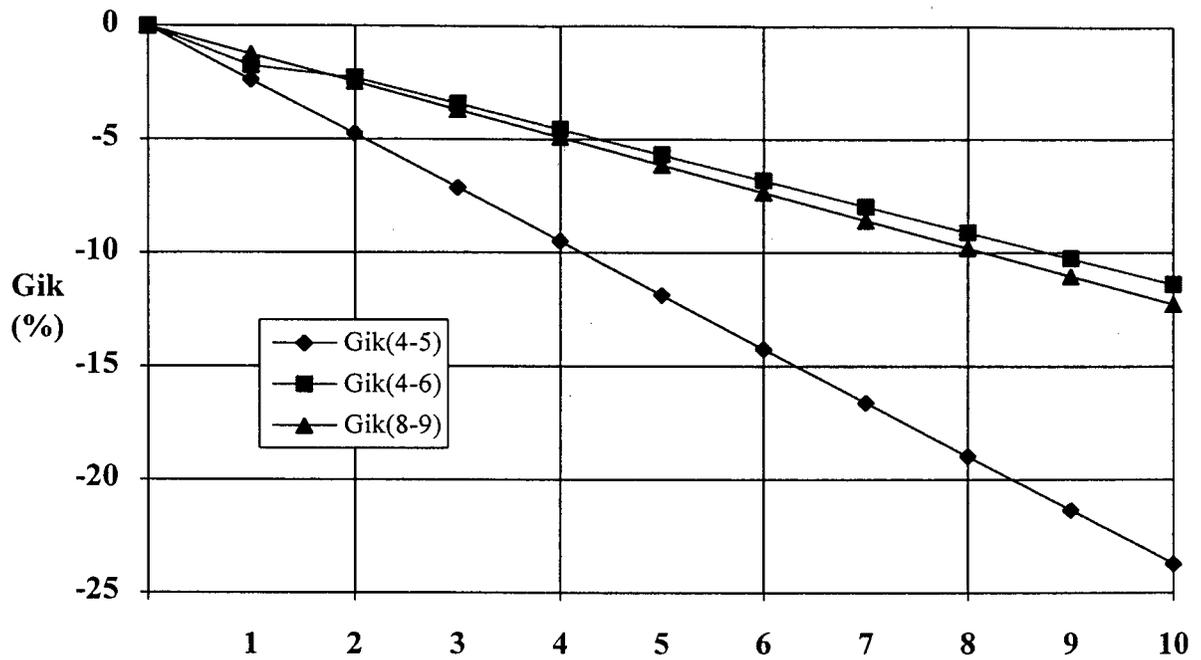


Figura 15a - Evolução das Condutâncias em Derivação por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

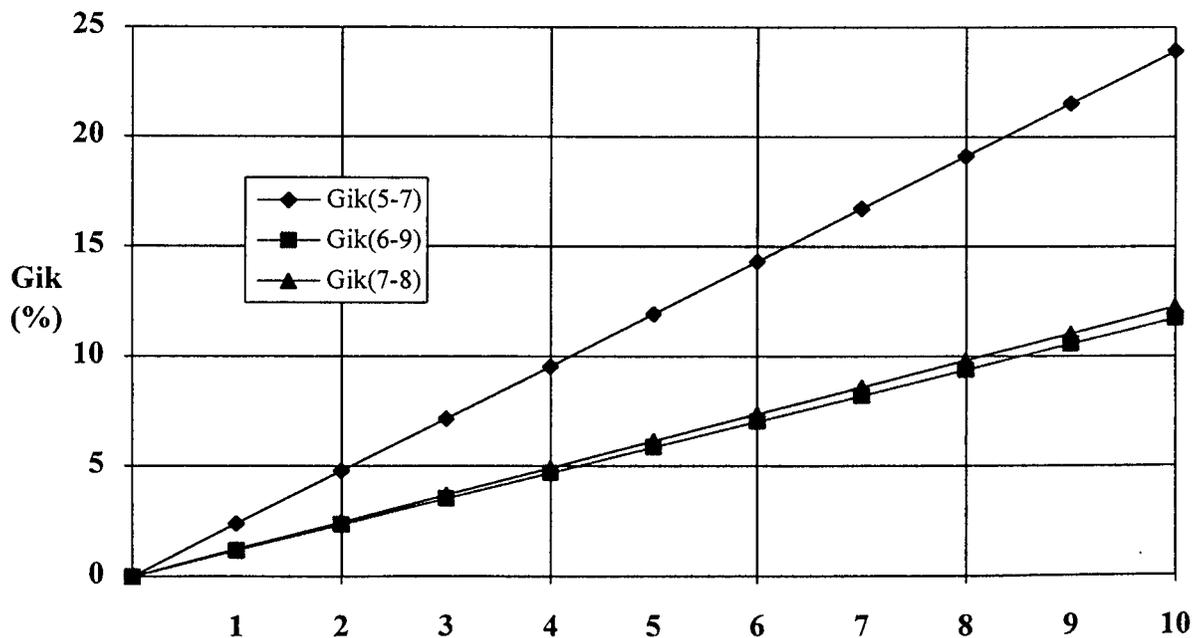


Figura 15b - Evolução das Condutâncias em Derivação por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

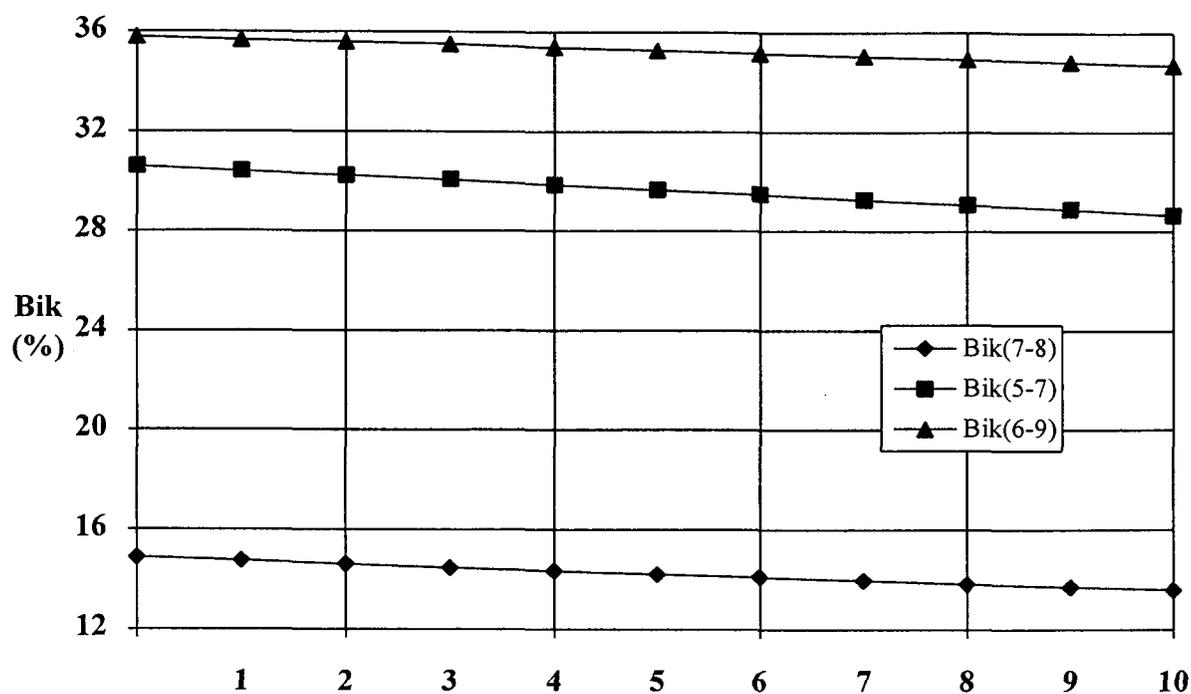


Figura 16a - Evolução das Susceptâncias em Derivação por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,0%

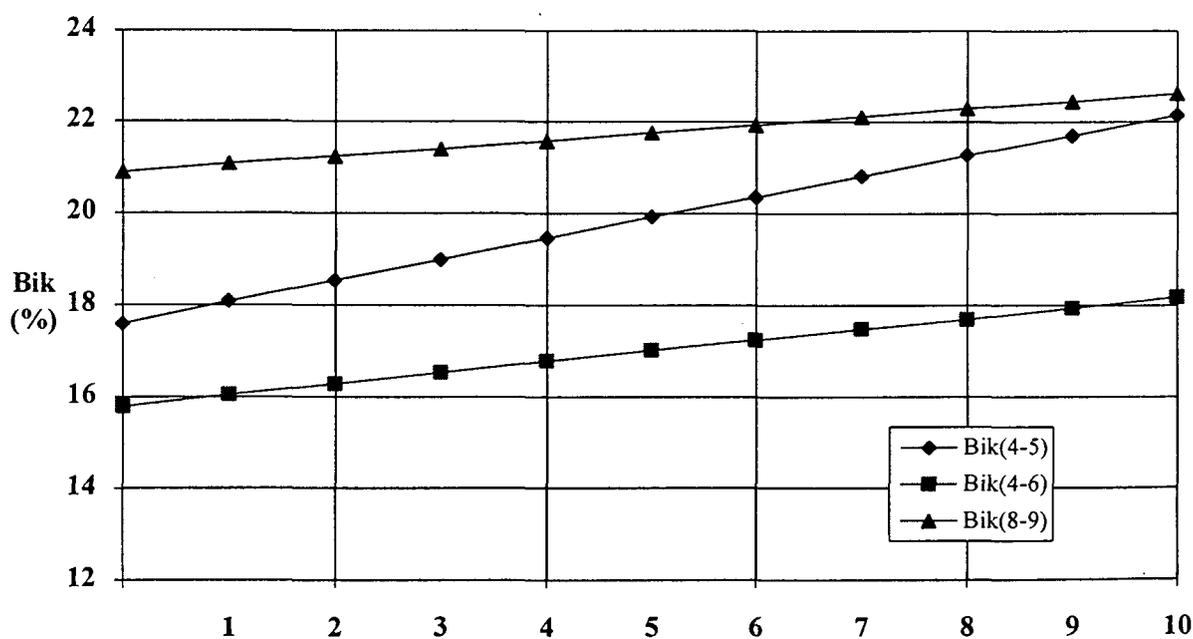


Figura 16b - Evolução das Susceptâncias em Derivação por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

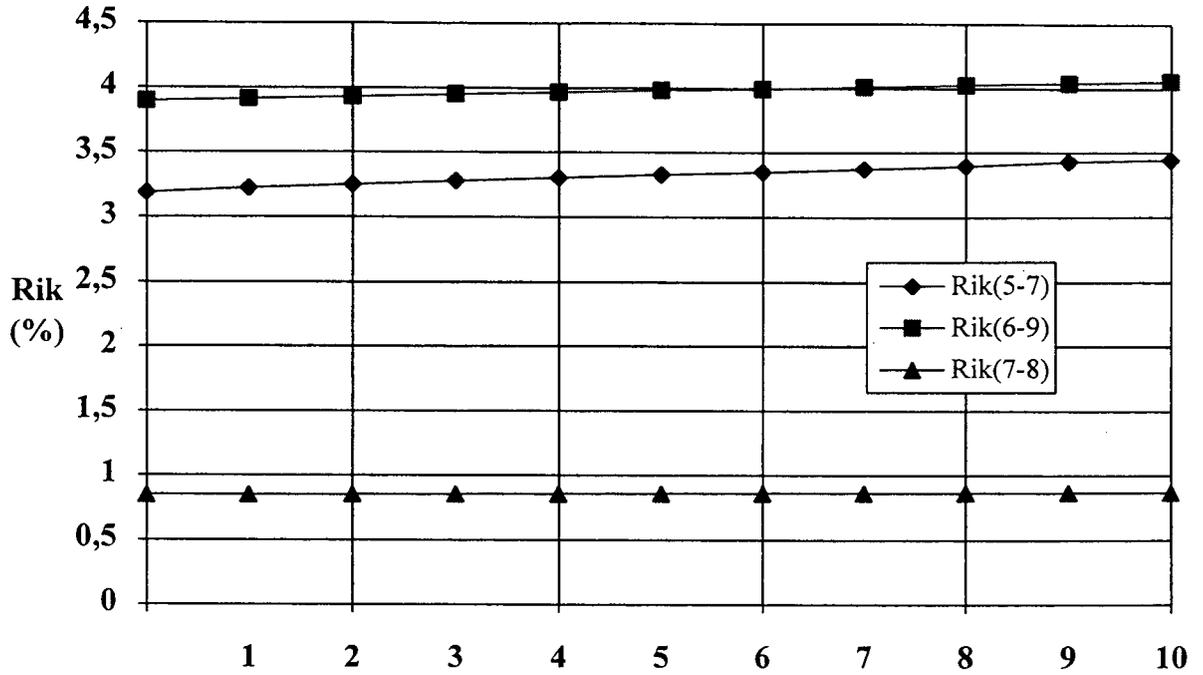


Figura 17 - Evolução das Resistências Série por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

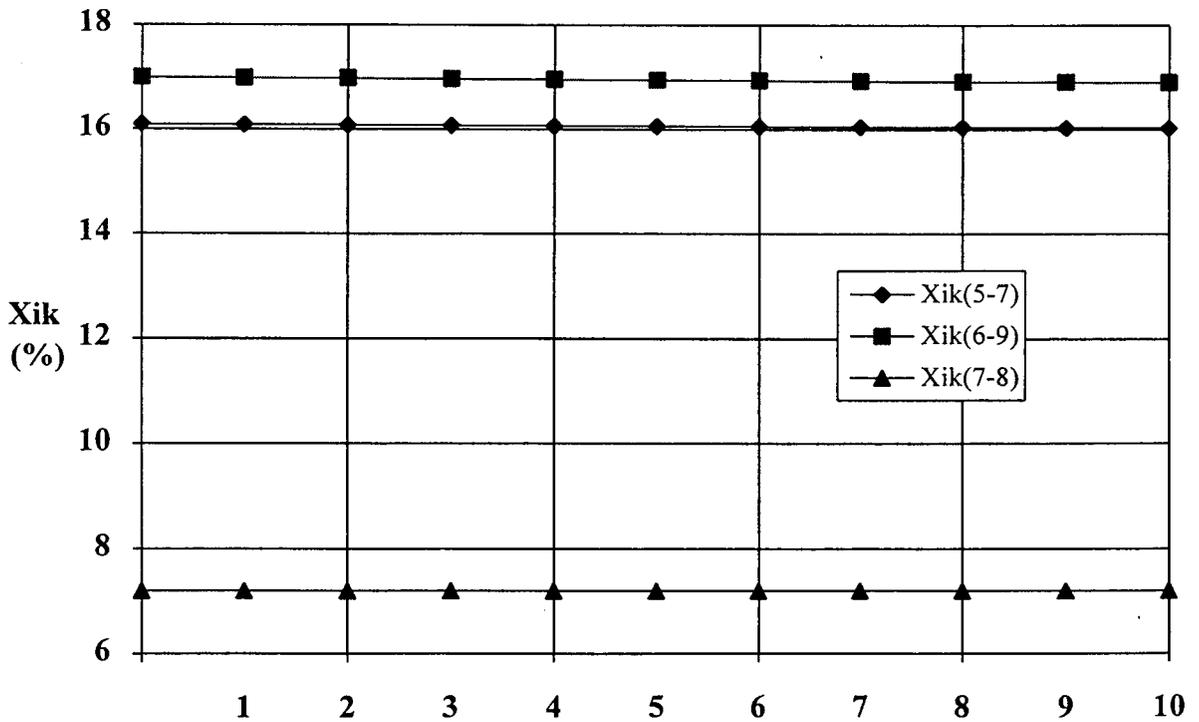


Figura 18 - Evolução das Reatâncias Série por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,0%

O índice de 3,00 % de redespacho, utilizado nas simulações, representa uma redistribuição de potência ativa de 1,92 MW por iteração. Observa-se que esta redistribuição é refletida diretamente sobre as condutâncias em derivação que passam a representar parcelas fictícias ora de geração, ora de carga, no sentido de compensar a realocação de geração ocorrida. A figura 19 ilustra esta situação para as barras onde as alterações nas condutâncias foram mais expressivas. Os valores apontados originam-se do emprego do modelo  $\pi$  para representação da linha, uma vez que as admitâncias em derivação, nesta modelagem, são representadas por injeções de potência líquida nos nós da rede.

Verifica-se, durante todo o procedimento iterativo de cálculo, que o vetor  $S$  redistribui as potências geradas entre os geradores I e II. Em razão de sua posição no espaço de ângulos, o gerador III não participa do redespacho, mantendo sua injeção de potência ativa inalterada. Como as barras 4 e 7 estão ligadas aos geradores que têm seu despacho modificado, estas passam a refletir diretamente a redistribuição de potência havida, por serem, eletricamente, as mais próximas. Cabe lembrar que, os circuitos (1-4) e (2-7), por representarem transformadores, não participam do cálculo das alterações topológicas.

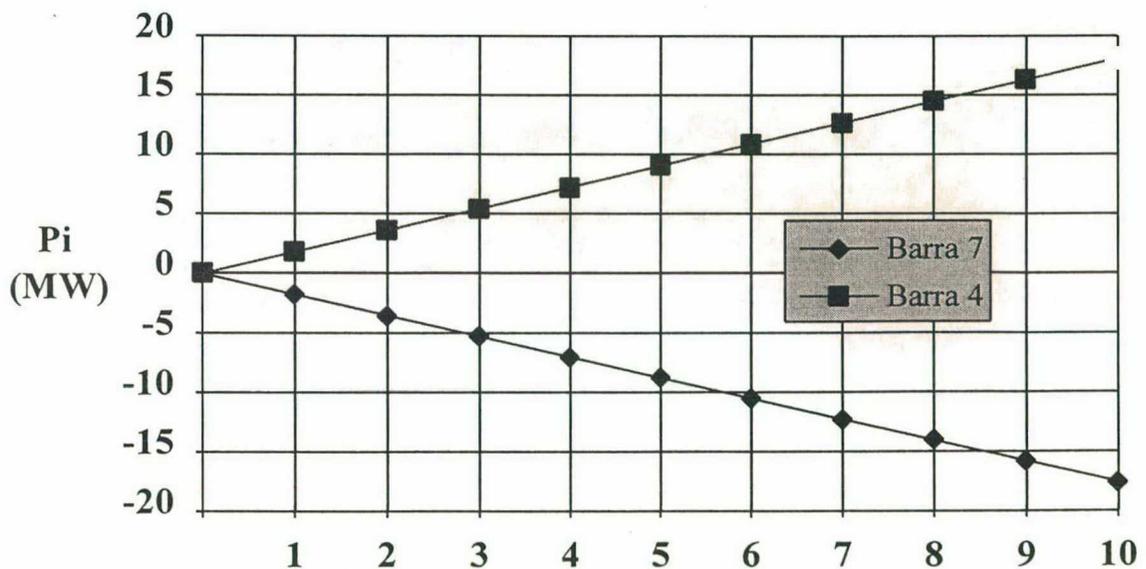


Figura 19 - Injeções de Ativo, por Iteração, causadas pelo aparecimento das Condutâncias em Derivação Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

Com relação às susceptâncias em derivação, observa-se que as alterações mais expressivas ocorreram com os circuitos ligados às barras 4 e 7. Como a ação de redespacho promove a cada iteração uma distribuição de fluxos na rede mais equilibrada, as quedas de tensão por circuito tendem a diminuir, elevando, desta forma, o perfil de tensão no SEE. Este comportamento é refletido às susceptâncias em derivação que, para promoverem o mesmo efeito, aumentam o reativo injetado na rede. As modificações ocorridas nas susceptâncias em derivação, quando se considera o processo convergido, são mostradas na figura 20. O exame das susceptâncias dos circuitos (4-5) e (4-6) e dos circuitos (5-7) e (7-8) revela que, as barras 4 e 7 sofrem variações opostas no tocante ao reativo injetado pela rede, acompanhando o resultado ocorrido com as condutâncias. Embora esta injeção de reativo, para o caso da barra 7, seja menor que a existente no caso base, a tendência de crescimento da tensão nesta barra é mantida em decorrência das quedas de tensão nos circuitos (7-5) e (7-8) serem bem menos acentuadas.

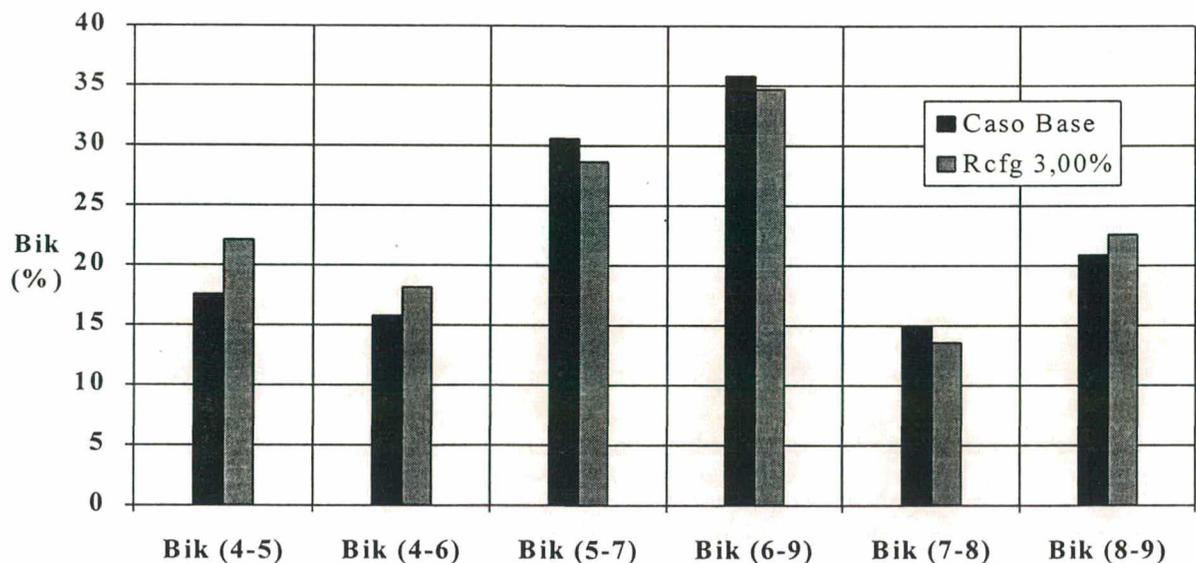


Figura 20 - Variações ocorridas nas Susceptâncias em Derivação  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

As diferenças angulares entre barras adjacentes acompanham as condutâncias em derivação e os ativos fictícios por elas injetadas. Os circuitos ligados à barra 4 respondem com maiores aberturas angulares ao contrário daqueles conectados à barra 7 que têm estas aberturas reduzidas. Como não são feitas modificações na geração da barra 3, os circuitos a ela ligados compensam o ocorrido com os demais circuitos da rede. Assim, compensando a diminuição de fluxo ocorrida no circuito (7-8), há um aumento de fluxo no circuito (9-8), de forma a garantir que a carga conectada à barra

8 continue sendo atendida. O mesmo acontece com os circuitos (4-6) e (9-6) embora, de forma oposta. A figura 21 mostra estes resultados.

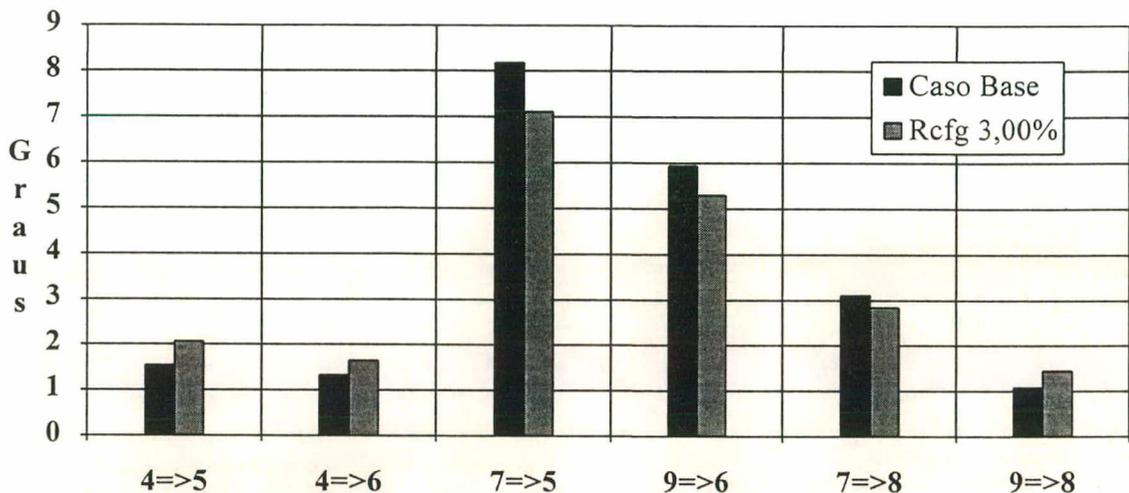


Figura 21 - Variações das Aberturas Angulares por Circuito  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

O comportamento dos módulos das tensões é ilustrado na figura 22. Observa-se uma ligeira elevação do perfil, com destaque para as barras conectadas à barra 4 onde aparecem as alterações mais expressivas. Cabe lembrar que referem-se a esta barra os circuitos onde as maiores modificações nas susceptâncias em derivação apareceram. Há uniformidade no crescimento modular durante todo o processo de cálculo.

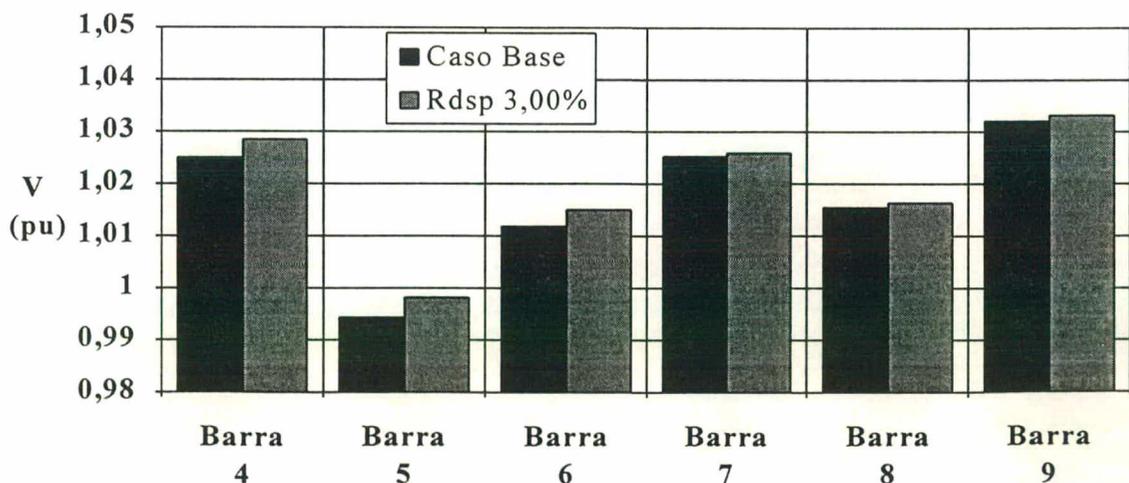


Figura 22 - Variações dos Módulos das Tensões por Barra  
Sistema Teste I - Rdsp 3,00%

As potências líquidas resultantes, injetadas pelas barras de geração na rede, permanecem praticamente inalteradas. Somente as potências reativas sofrem alguma alteração. No caso base, por exemplo, 26 MVar eram gerados para suprir a demanda reativa do sistema. Após as alterações na topologia, com o decréscimo das reatâncias série e o aumento do reativo médio resultante proporcionado pelas susceptâncias em derivação, figura 20, somente 17 MVar passam a ser necessários para equilibrar o balanço de reativo do sistema

Os fluxos nas linhas para o caso reconfigurado se assemelham àqueles obtidos quando somente o redespacho é utilizado como ação de controle. As gerações e cargas fictícias introduzidas pelos parâmetros em derivação tendem a compensar as modificações introduzidas pelo vetor  $S$ . As figuras 23a, 23b e 23c mostram os fluxos resultantes, ora considerando-se apenas a reconfiguração como ação de controle, ora apenas o redespacho.

Observa-se que, embora as variações nos fluxos, para ambos os casos, apresentem a mesma direção de deslocamento, os incrementos decorrentes das alterações topológicas são mais expressivos em valor absoluto. Estas diferenças entre as abordagens têm origem na redistribuição de potência na rede. Enquanto 11 MW são realocados entre as máquinas I e II pelo redespacho, a reconfiguração introduz 17 MW em geração e/ou carga fictícias nas barras 4 e 7.

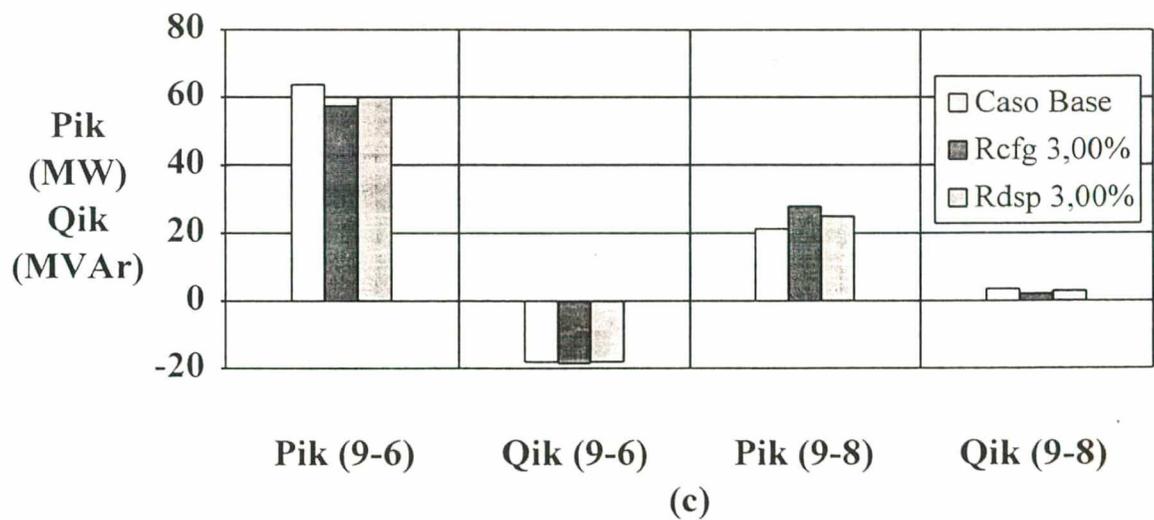
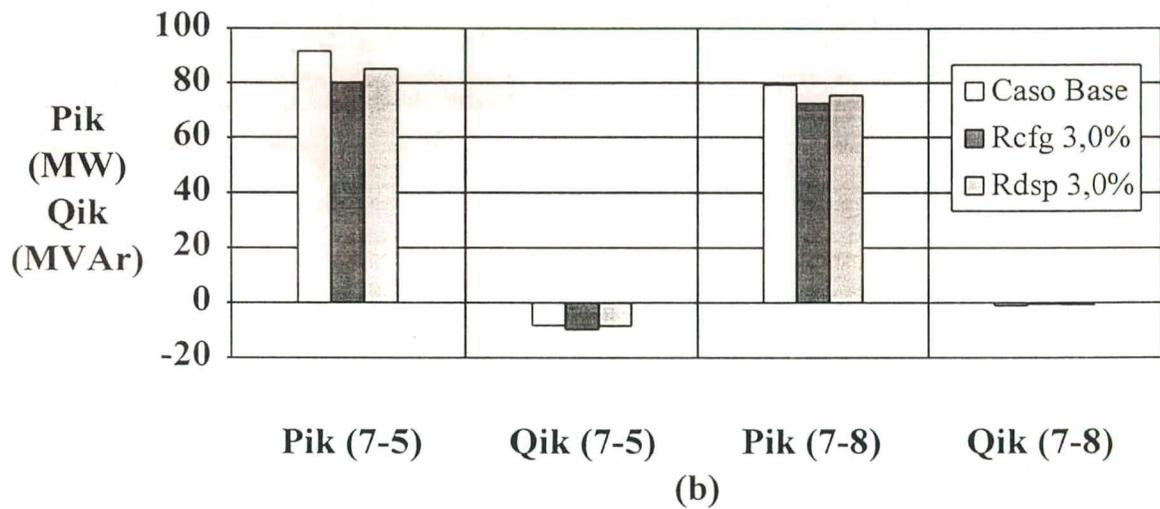
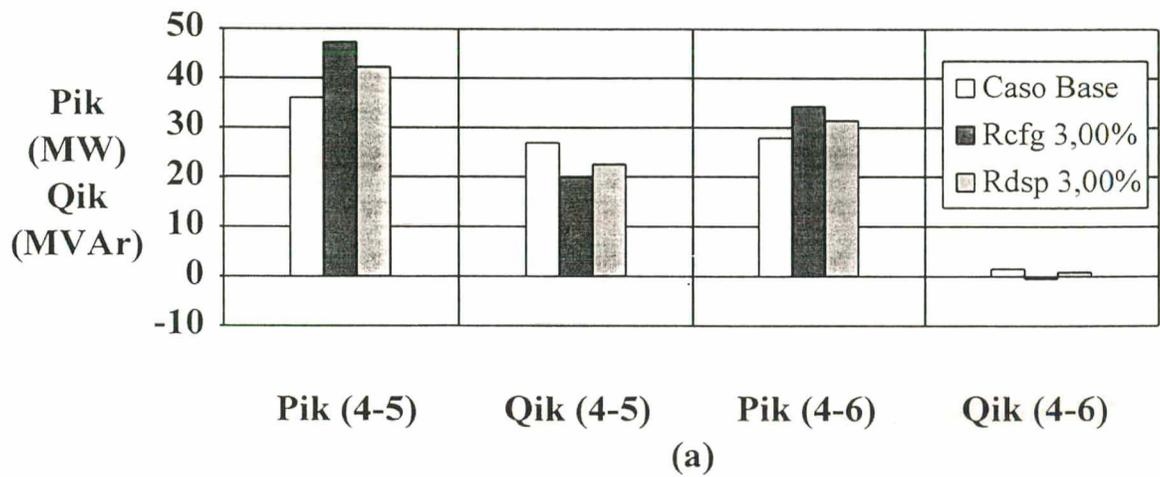


Figura 23 - Fluxos de Potência Ativa e Reativa na Rede  
Casos Reconfigurado e Redespachado  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00% e Rdsp 3,00%

### **7.6.2 Correção da Segurança obtida a partir de Modificações Conjuntas nos Parâmetros Série e em Derivação (Redespacho de 1,00%)**

Com o objetivo de averiguar a influência do índice prefixado para o redespacho na ação de reconfiguração da rede, o estudo anterior foi reprocessado considerando-se um percentual máximo de 1,00% para a redistribuição das potências ativas por iteração, promovidas pelo vetor **S**. Neste caso, para que a convergência fosse atingida, com o sistema atingindo uma margem de segurança  $M_s=0.202$ , foram necessárias 29 iterações do algoritmo. Para efeito de comparação, os resultados obtidos neste caso são publicados conjuntamente aos obtidos na simulação anterior.

As figuras 24 e 25 apresentam as modificações ocorridas nos parâmetros em derivação do sistema teste I, somente onde as diferenças, entre uma e outra abordagem, foram mais significativas. As alterações ocorridas nos parâmetros série são mostradas na figura 26. Neste caso foram selecionados para publicação apenas os circuitos onde estas modificações foram mais expressivas. Os resultados dispostos nestas figuras, mostram que as alterações topológicas são em menor valor absoluto quando o índice de redespacho é reduzido de 3,00% para 1,00%. Embora estas diferenças sejam pouco acentuadas, pode-se constatar que percentuais mais baixos de redespacho são traduzidos por menor esforço de deslocamento de rede.

A evolução das alterações paramétricas por iteração mantem o mesmo comportamento do caso anterior. De forma semelhante, a mudança no ponto de operação é refletida quase que integralmente sobre os parâmetros em derivação já que, tanto a resistência quanto a reatância série não sofrem modificações aparentes. As relações entre o número de iterações bem como dos incrementos por iteração, guardam entre si um fator de proporcionalidade próximo àquele existente entre os índices utilizados para o redespacho.

Este comportamento foi observado também, nas respostas obtidas com as variáveis de estado do SEE à medida que as modificações vão sendo implementadas na rede. As tensões e as injeções de potência reativa nas barras da rede, bem como, as aberturas angulares e os fluxos de potência ativa nas linhas, apresentam a mesma tendência, contudo, menos acentuadas. A figura 27 mostra a nova distribuição dos fluxos de potência ativa na rede quando a melhoria da segurança deste sistema é executada, ora, pelas ações de reconfiguração (Rcfg 1,00% e Rcfg 3,00%), ora, pelas ações feitas de redespacho (Rdsp 1,00% e Rdsp 3,00%).

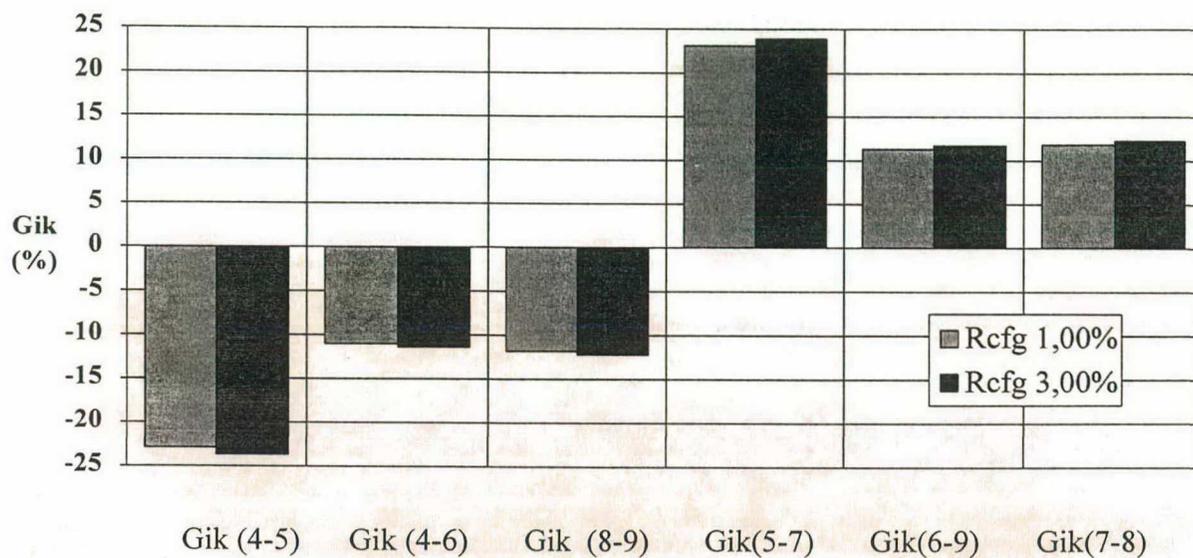


Figura 24 - Variações nas Condutâncias em Derivação por Reconfiguração Sistema Teste I

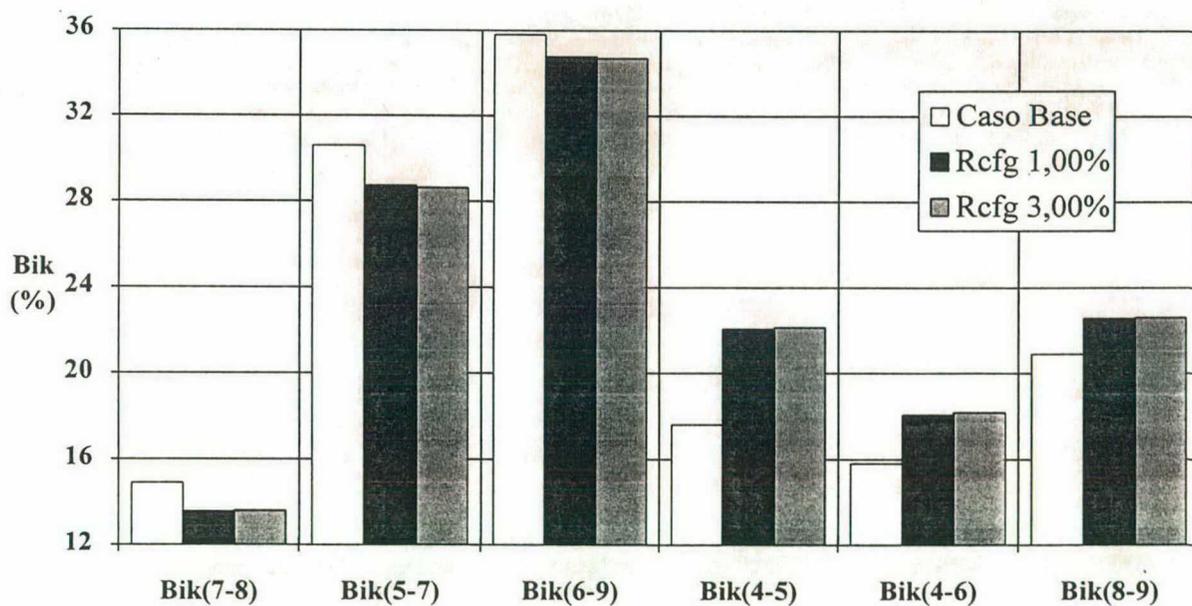


Figura 25 - Variações nas Susceptâncias em Derivação por Reconfiguração Sistema Teste I

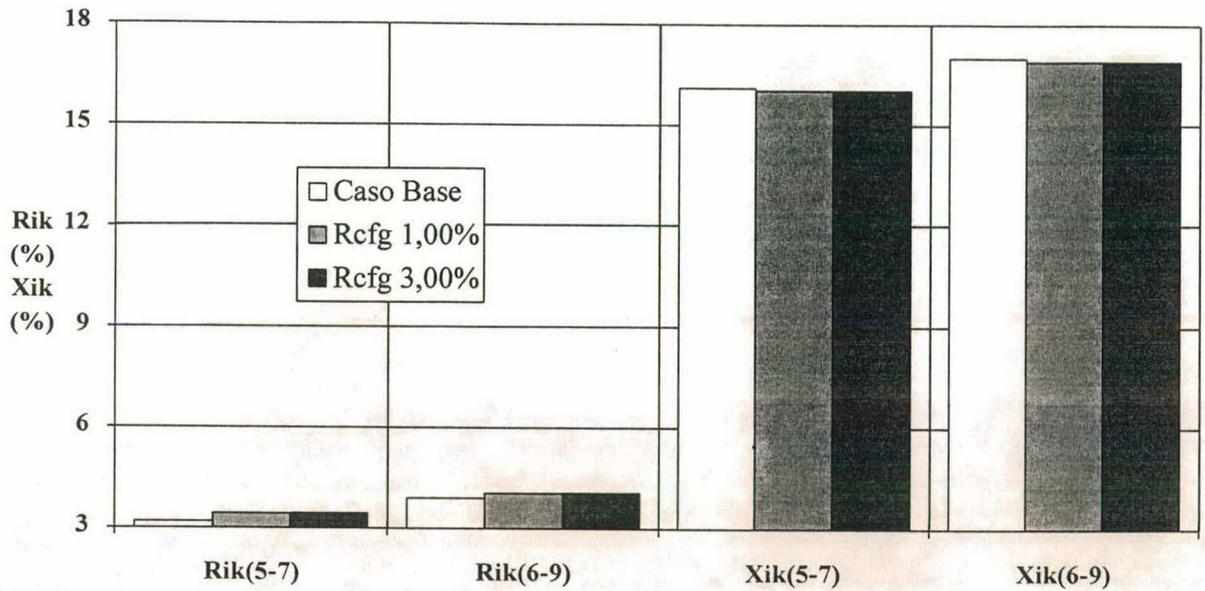


Figura 26 - Variações nas Resistências e Reatâncias Série por Reconfiguração Sistema Teste I

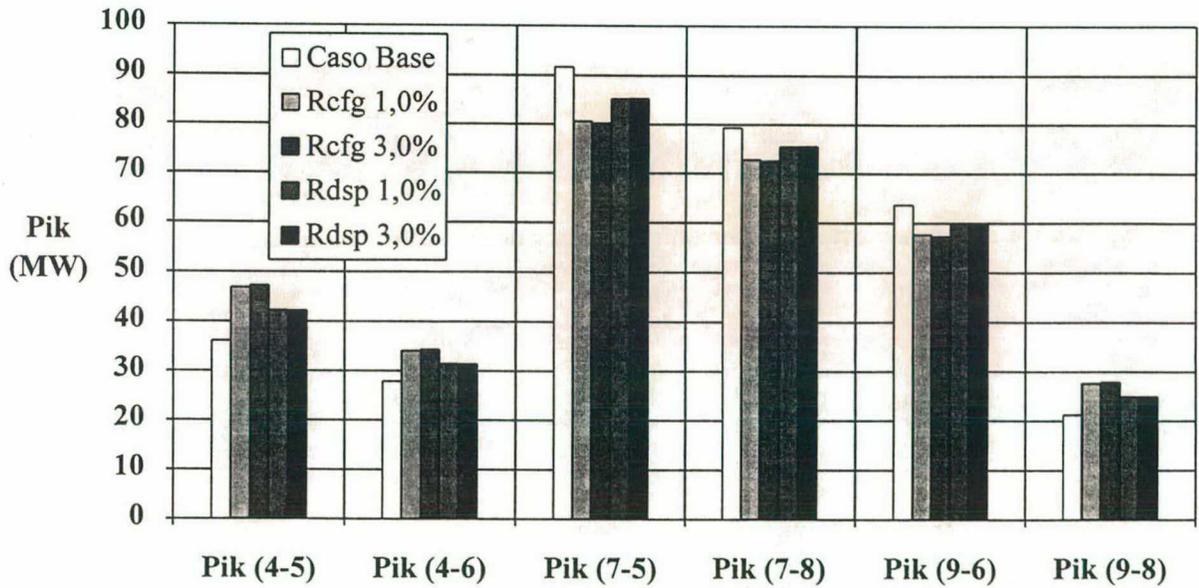


Figura 27 - Fluxos de Potência Ativa nas Linhas Casos Reconfigurado e Redespachado Sistema Teste I

## **Comentários**

Foram apresentados e discutidos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia RCF-SMN no cálculo das alterações topológicas necessárias à melhoria da segurança do sistema teste I. Para isto, foram consideradas modificações conjuntas nos parâmetros série e em derivação dos circuitos da rede, a excessão daqueles contendo transformadores. O deslocamento do ponto de operação pré-defeito realizado pelo vetor  $S$ , foi feito utilizando-se os índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração, para efeito de comparação dos resultados. Em ambos os casos simulados, o algoritmo comportou-se de forma estável, alcançando a convergência sem que houvesse oscilação nas variáveis que representam a rede ou o sistema elétrico.

A evolução destas variáveis durante o processo iterativo de cálculo guarda forte semelhança com processos estritamente lineares. As relações entre o número de iterações necessárias para a convergência nas duas simulações, bem como, entre as alterações paramétricas de um mesmo circuito calculadas a cada iteração, mantêm entre si um fator de proporcionalidade próximo àquele existente entre os índices utilizados para o redespacho. Contudo, quando se considera o processo convergido, verifica-se que, percentuais mais baixos de redespacho máximo por iteração são traduzidos por menores esforços de deslocamento de rede.

Pode-se dizer que a presença dos parâmetros em derivação inibiu consideravelmente as alterações nas resistências e reatâncias série da rede. Praticamente, todos os efeitos causados pelo deslocamento do ponto de operação pré-defeito foram transformados em modificações nas condutâncias e susceptâncias em derivação. O modelo  $\pi$  de representação das linhas mostra claramente como estes resultados se assemelham àqueles obtidos quando somente o redespacho é utilizado como ação de controle. A implementação na rede elétrica das condutâncias introduzidas pelo algoritmo, equivale, na verdade, a uma redistribuição dos ativos gerados. Desta forma, o uso de alterações topológicas para a melhoria da segurança perde, em parte, sua validade como ação de controle, já que, o redespacho de geração executa com maior propriedade esta tarefa nos sistemas de energia elétrica.

Observe ainda que, a aplicação deste algoritmo, principalmente neste caso mais geral, fornece como resultados incrementos nos 4 (quatro) parâmetros do modelo  $\pi$  de cada circuito da rede. Assim, para sistemas elétricos de médio ou grande porte, o volume de modificações a serem analisadas a cada iteração, torna-se bastante elevado. Isto dificulta sobremaneira a compreensão e interpretação das soluções encontradas e, por conseguinte, os objetivos do presente trabalho. Como as variáveis que compõem as equações da rede elétrica, no caso dos sistemas teste II e III,

apresentaram comportamento semelhante, julgou-se desnecessária sua divulgação, optando-se por apresentar apenas os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia ao sistema teste I, que é o de menor porte entre os sistemas considerados.

## **7.7 Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia RCF-SMN ao Sistema Teste I**

### **Modificações somente nos Parâmetros Série**

Nos resultados que se seguem, os parâmetros em derivação não são mais considerados. As alterações topológicas são centradas nas resistências e reatâncias série dos circuitos que passam a responder portanto, ao deslocamento havido no ponto de operação pré-defeito. Três situações são analisadas. A primeira, item 7.7.1, considera, como no caso anterior, estarem todas as máquinas disponíveis para o redespacho. Em seguida, item 7.7.2, discute-se o caso no qual uma das máquinas não participa do processo de realocação de geração. Finaliza-se, item 7.7.3, com as respostas obtidas quando um monitoramento das alterações é feito a cada iteração, tal como proposto no capítulo 5.

Para efeito de comparação com o caso geral, item 7.5.1, serão apresentados os resultados decorrentes de um índice de 3,00% de redespacho, para as três situações.

#### **7.7.1 Correção da Segurança obtida a partir de Modificações somente nos Parâmetros Série**

##### **Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho**

As figuras 28 e 29 apresentam as modificações ocorridas nos parâmetros série do sistema, para cada circuito da rede, por iteração efetuada. A primeira coluna em todos os gráficos refere-se ao valor do caso base do parâmetro considerado. Observe que, diferentemente do caso geral, a evolução dos parâmetros série não mais se assemelha na forma próxima à linearidade, havendo, em alguns casos, respostas oscilatórias. O comportamento da margem de segurança, figura 30, para as 26 iterações apresentadas mostra um processo não convergente.

Verifica-se, a partir do exame dos resultados, serem os circuitos (4-5), (5-7) e (8-9) os mais sensíveis às alterações no ponto de operação pré-defeito do sistema. A resistência do circuito (4-5) além de sofrer uma variação da ordem de 10 (dez) vezes, assume sinal negativo. Por sua vez, a resistência do circuito (8-9) tende de seu valor inicial a outro praticamente nulo. Quanto às reatâncias, a referente ao circuito (4-5) destaca-se dentre as demais ao atingir o dobro de seu valor do caso base.

Verifica-se ainda, principalmente para os circuitos (4-6), (6-9) e (8-9) um comportamento evolutivo tipicamente não-linear. Para o circuito (6-9) os incrementos por iteração tornam-se, inclusive, oscilatórios. Nota-se, claramente, a existência de regiões onde os acréscimos são ora positivos, ora negativos. Uma observação criteriosa das figuras 28b e 29b, especialmente para os circuitos citados, revela que a mudança no comportamento evolutivo dos incrementos ocorre nas iterações de números 10, 12, 13, 21, e 24.

A justificativa encontra-se na atuação do vetor  $S$  a cada iteração. Em razão da posição ocupada pelos geradores no espaço angular, em quase todas as iterações a potência é transferida entre as máquinas I e II, mantendo-se esta última sempre adiantada em relação ao centro de ângulos. Contudo, nas iterações números 09, 11, 12 e 20, esta realocação passa a ser feita também com a participação da máquina III. Na iteração de número 24 somente os geradores II e III participam do redespacho.

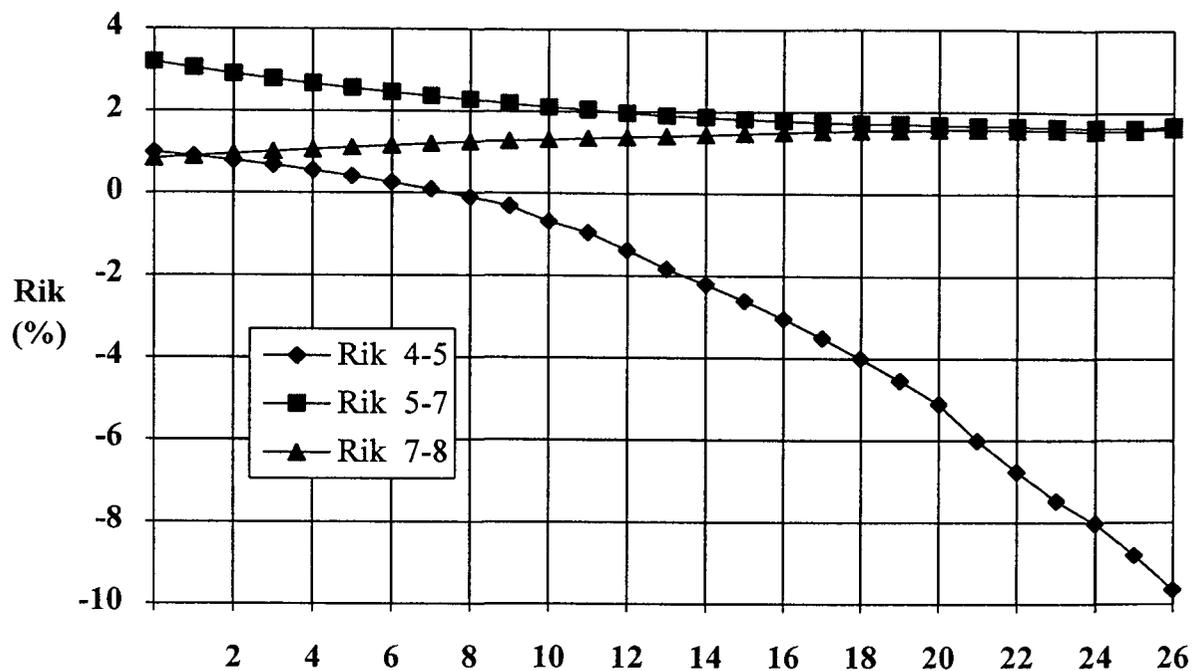


Figura 28a - Evolução das Resistências por Circuito por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

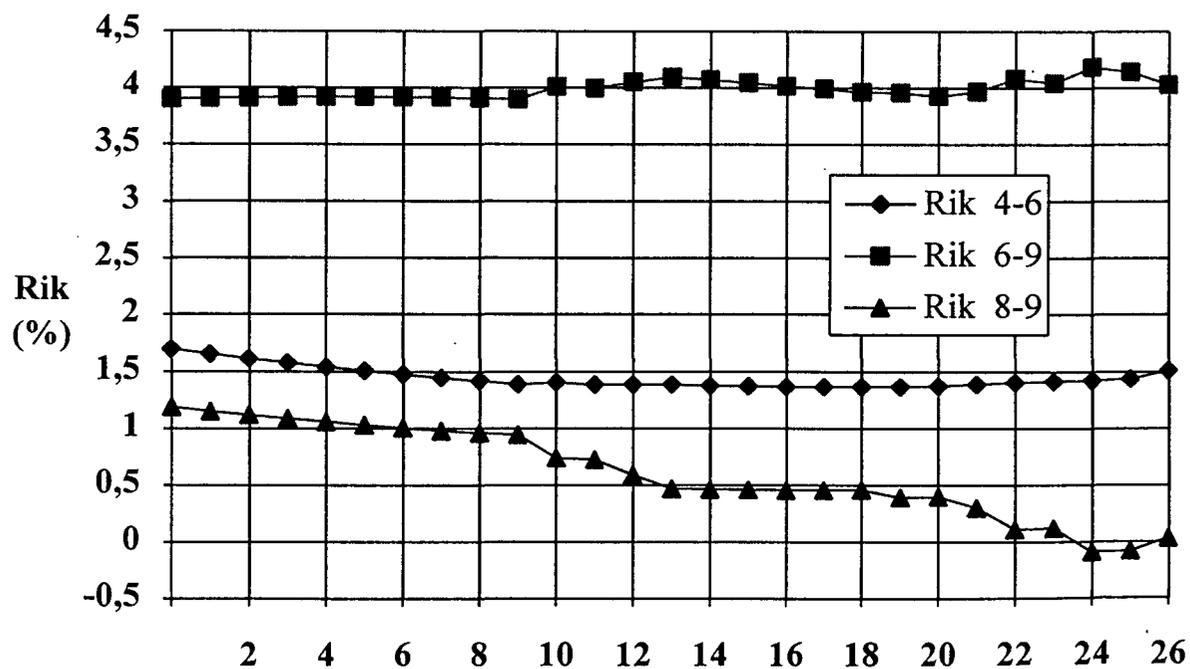


Figura 28b - Evolução das Resistências por Circuito por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

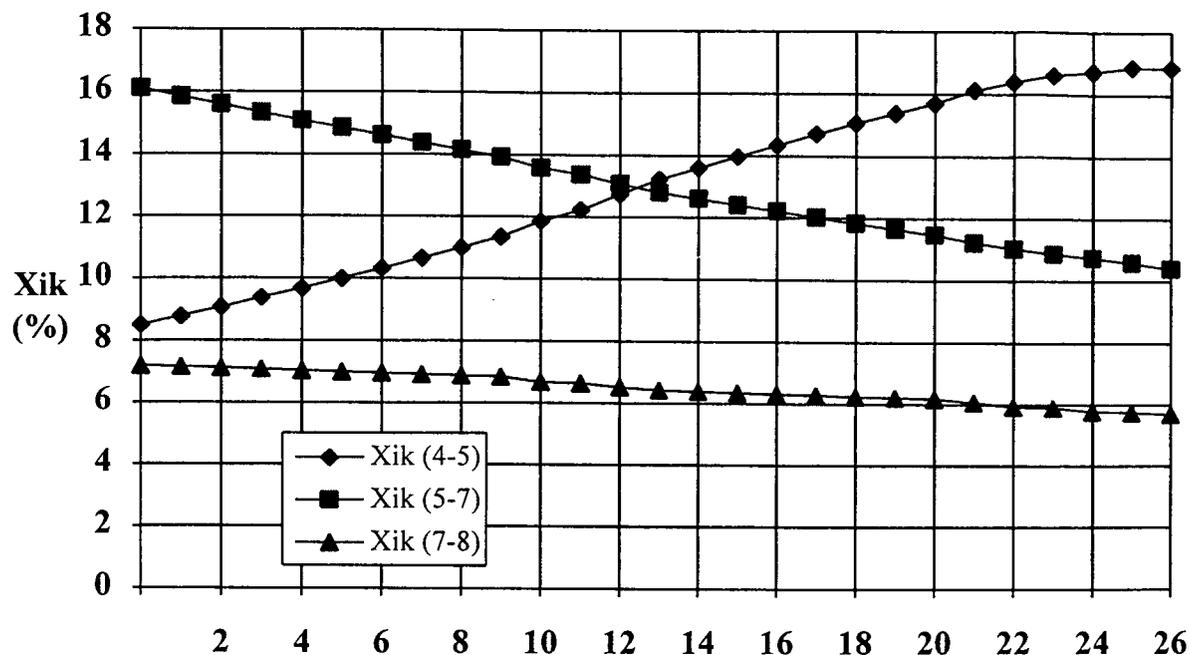


Figura 29a - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

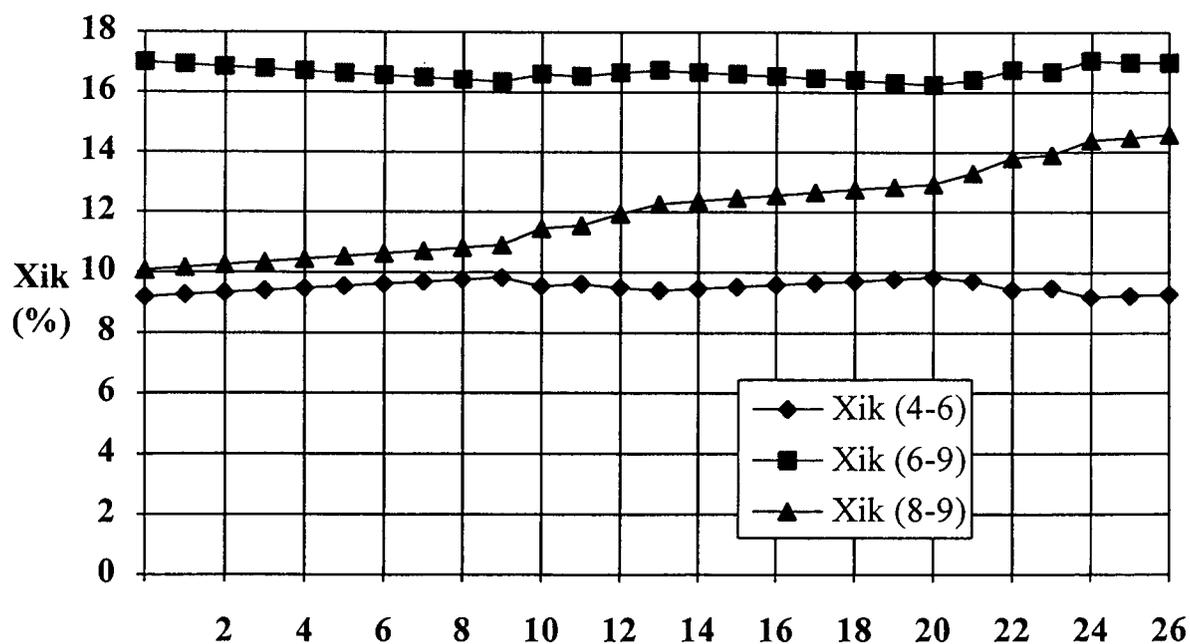


Figura 29b - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

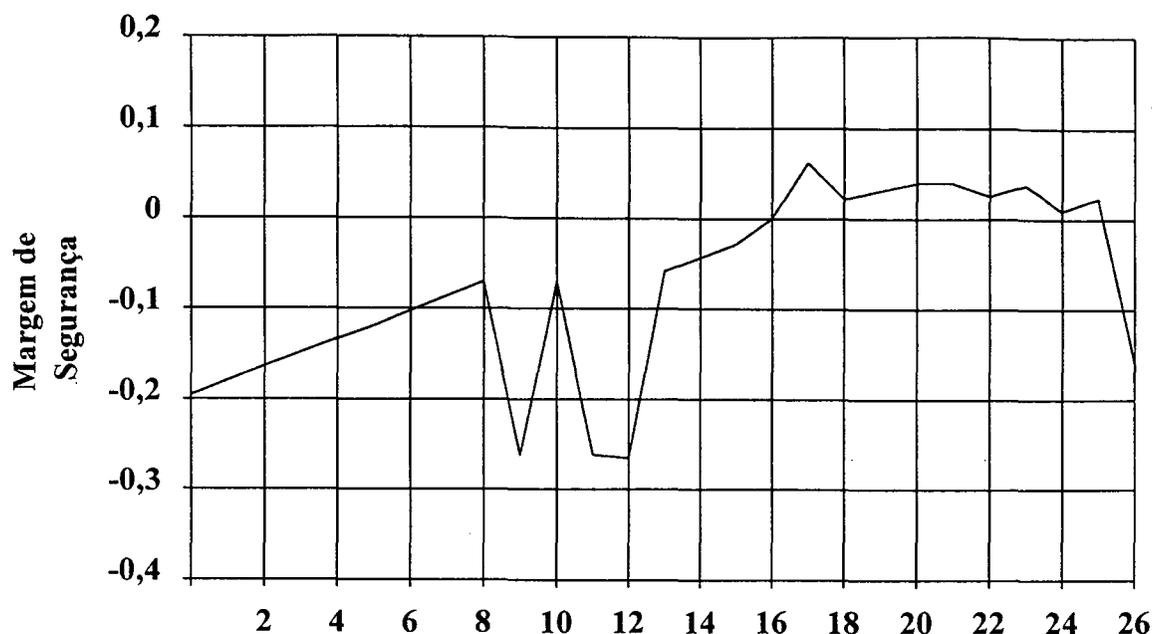


Figura 30 - Evolução da Margem de Segurança por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

Os acréscimos de fluxo na rede, proporcionados pela ação de reconfiguração quando somente os parâmetros série são considerados, estão mostrados na figura 31, juntamente com aqueles obtidos quando somente a ação de redespacho é utilizada. As direções de fluxos de potência ativa assinaladas sobre o diagrama unifilar referem-se aos existentes no caso base. Os incrementos de fluxo de potência proporcionados pelas ações de reconfiguração, estão assinalados em linha cheia na parte externa do diagrama, enquanto aqueles originados das ações de redespacho aparecem internos ao diagrama. Como a reconfiguração de rede impõe a invariância das potências líquidas injetadas, a resultante dos acréscimos de fluxo por barra anula-se. O mesmo não ocorre para a ação isolada de redespacho ou para a ação de reconfiguração, quando os parâmetros em derivação estão presentes. Neste caso, surge uma resultante em direção à máquina mais crítica do sistema.

Os deslocamentos de fluxo decorrem da topologia do sistema obtida após a reconfiguração. Os novos parâmetros série que compõem a rede resultam da solução da equação (43) feita a cada iteração, onde os acréscimos  $\Delta y^s$  são calculados a partir de uma matriz de sensibilidade,  $[B(V_{mod})]$ , e de um vetor de variações nas injeções de potência líquida,  $\Delta S$ . Da equação (40), notar que os geradores que têm sua potência gerada aumentada, estão associados a  $\Delta S < 0$ . Verifica-se, pela inspeção dos elementos desta matriz, serem os circuitos fortemente sensíveis às alterações de potência em suas

barras terminais, embora guardem, em menor escala, dependência com os demais nós existentes na rede. Assim, os circuitos mais próximos às alterações impostas pelo vetor  $S$ , respondem com acréscimos em módulo mais elevados.

Os argumentos dos fatores de sensibilidade determinarão que parcela do incremento calculado destina-se à condutância e à susceptância série e em que direção estas serão feitas. Observa-se ainda que, acréscimos positivos de injeções de potência ativa apontam no sentido de reduzir as condutâncias e as susceptâncias série da rede. De forma contrária atuam os acréscimos negativos. Este comportamento, conjugado pelas sensibilidades dos circuitos, define a cada iteração a nova topologia do sistema.

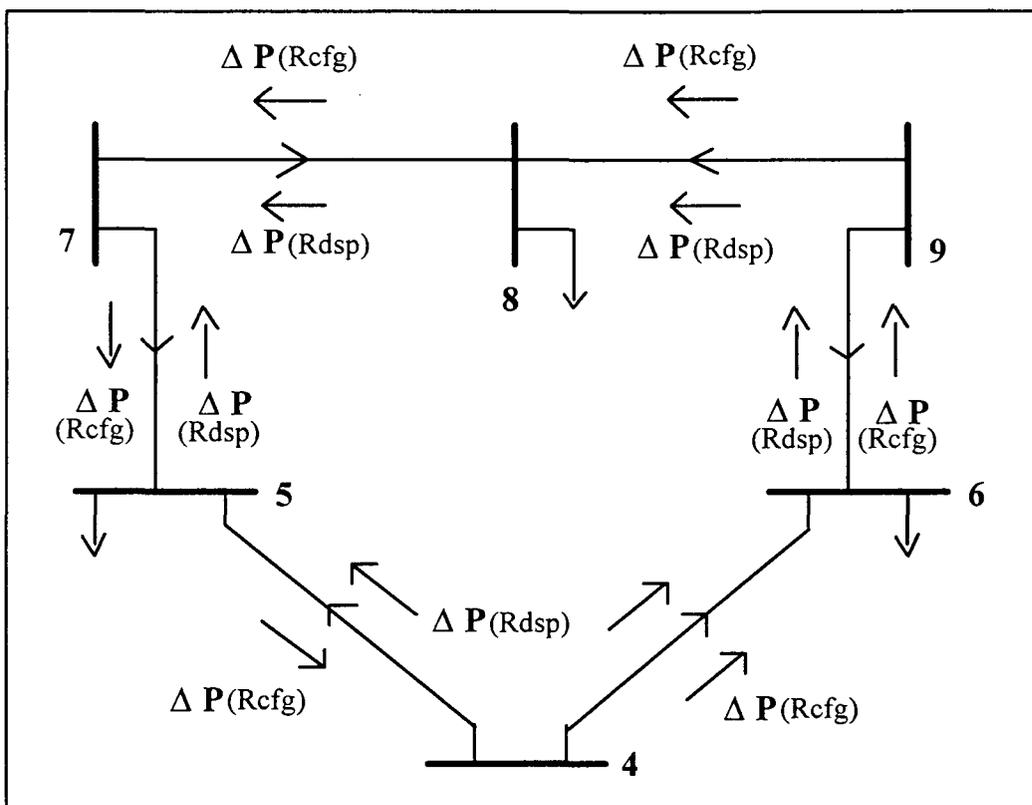


Figura 31 - Variações ocorridas nos Fluxos decorrentes das Ações de Reconfiguração e de Redespacho

Com a retirada dos parâmetros em derivação do cálculo das alterações topológicas e do aparecimento das não-linearidades nos acréscimos referentes aos parâmetros série, as tensões deixam de apresentar a uniformidade evolutiva do caso anterior. Acompanhando as variações ocorridas nas reatâncias e, conseqüentemente, no consumo de reativo, os módulos das tensões apresentam comportamento crescente e oscilatório para as barras 4, 5 e 6 e decrescente e oscilatório para as barras 7, 8 e 9.

Da mesma forma, os argumentos das tensões sofrem influência do comportamento dos acréscimos na rede a cada iteração. A tendência das aberturas angulares permanece a mesma do caso anterior, contudo, amplificada.

A potência líquida injetada pela barra de folga reduz-se de 64.0 MW no caso base para 61.5 MW no caso modificado, ao final da 26ª iteração. Para que isto ocorra, contribuem, principalmente, as resistências do circuito (4-5) que torna-se negativa, e do circuito (8-9) que anula-se, reduzindo significativamente as perdas ativas na rede. Embora esta redução seja de interesse prático, sua ocorrência resulta de alterações não usuais na topologia dos SEE.

### **Comentários**

O caso estudado representa uma particularização de acentuadas proporções do caso anterior, visto que os parâmetros em derivação, elementos mais sensíveis da rede às alterações do ponto de operação pré-defeito, foram excluídos do processo. Em virtude dos valores assumidos pelos parâmetros da rede e do comportamento da margem de segurança, os cálculos foram interrompidos na 26ª iteração, considerando-se o processo não-convergente para os objetivos pretendidos.

Todavia, alguns aspectos devem ser considerados. O primeiro deles diz respeito a redistribuição dos fluxos na rede. Com a imposição feita pelo algoritmo de manutenção das potências líquidas injetadas no caso base, nenhum acréscimo resultante por barra pode aparecer. Excluindo-se a barra de folga responsável pelo balanço de potência, isto de fato ocorre.

Outro fato que merece atenção diz respeito às não-linearidades e às oscilações introduzidas no processo quando é alterada a estratégia de redespacho ditada pelo vetor **S**. Como as alterações paramétricas guardam estrita relação com a redistribuição das potências ativas geradas, a participação de todas as máquinas neste processo poderia estar comprometendo a convergência das ações de reconfiguração, objetivo fim do presente trabalho. Observe que, enquanto o vetor **S** redistribui a potência somente entre os geradores I e II nas 9 (nove) primeiras iterações, o processo mantém forte semelhança com o caso geral, relatado no item 7.5.1, onde a convergência foi atingida.

Finalmente, destaca-se o aparecimento de resistências negativas que seriam equivalentes à introdução de gerações fictícias em série nos circuitos da rede. Conquanto sejam indesejáveis por não guardarem semelhança alguma com a realidade prática, antes de serem excluídas do processo, devem ter seus efeitos refletidos para os

demais parâmetros do sistema. Conforme já mencionado, o modelo proposto não comporta matematicamente este tipo de representação.

### **7.7.2 Correção da Segurança obtida a partir de Modificações somente nos Parâmetros Série Redespacho limitado aos Geradores I e II**

Conforme exposto anteriormente, o estudo seguinte tem por objetivo investigar o comportamento evolutivo das alterações quando as ações de redespacho são limitadas aos geradores I e II apenas. É importante observar que a posição ocupada pelos rotores destas máquinas no espaço de ângulos deve permitir que este ajuste seja feito. Embora a ação de reconfiguração mantenha as potências mecânicas inalteradas, as modificações na topologia da rede interferem no torque resultante nos rotores das máquinas. À medida que as alterações paramétricas vão sendo incorporadas aos circuitos, modificam-se as interações entre estas e a rede elétrica, alterando, por conseguinte, suas trajetórias. Como, neste caso, durante todo o processo, o rotor da máquina I mantém-se atrasado em relação ao centro de ângulos, enquanto o rotor da máquina II mantém-se adiantado, a estratégia proposta pode ser implementada.

Em sistemas de grande porte, esta estratégia corresponderia à análise do problema de correção da segurança por sub-sistemas. Isto pode ser conseguido, restringindo-se à área de interesse os geradores que participarão das ações de redespacho, bem como as contingências a serem analisadas. Assim, diante da ocorrência de uma destas contingências, os geradores eletricamente mais próximos tendem, em geral, a ocupar a posição mais crítica no espaço de ângulos, tornando-se portanto, candidatos em potencial a participarem das ações do redespacho promovidas pelo vetor  $S$ . Como os circuitos eletricamente próximos a estes geradores são os que apresentam maior sensibilidade às potências por eles injetadas na rede, as alterações mais significativas na topologia também se restringem à área de interesse.

As figuras 32 e 33 mostram os resultados obtidos para as resistências e reatâncias série da rede, por iteração, quando esta estratégia é adotada. O percentual máximo de redespacho permanece fixo em 3,00%. Embora as não-linearidades estejam ainda presentes, notadamente nas resistências série da rede, os acréscimos apresentam um comportamento evolutivo mais uniforme, principalmente para os circuitos ligados à barra 9, mais sensíveis às alterações de despacho efetuadas no gerador III que, neste caso, não participa das ações de despacho.

O comportamento da margem de segurança para as 26 iterações efetuadas, figura 34, é muito semelhante ao obtido no 7.7.1.

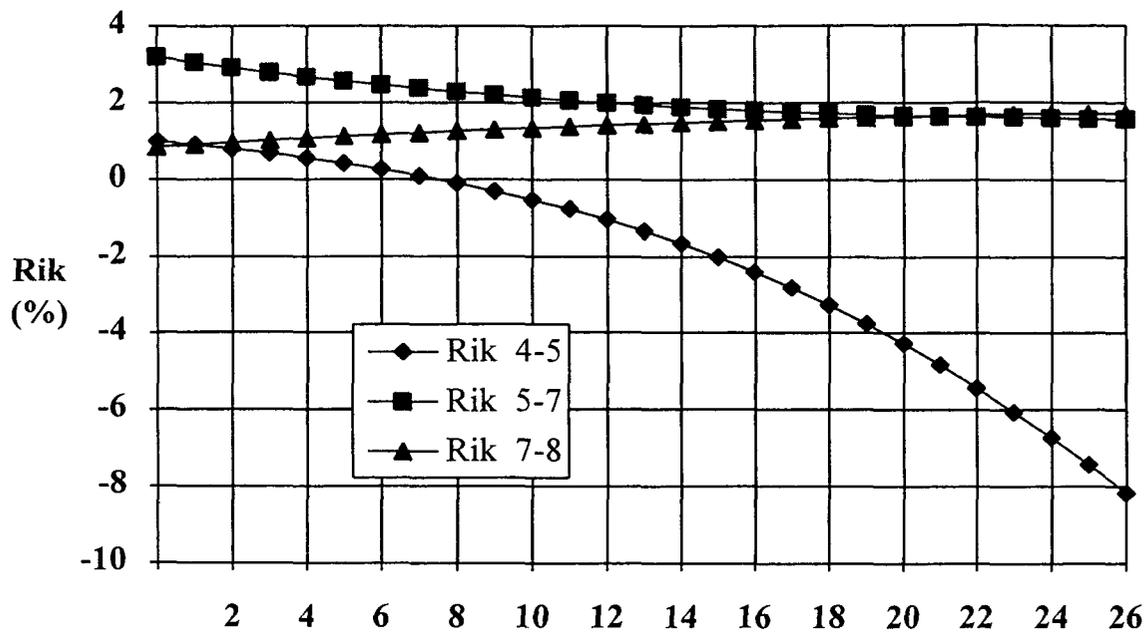


Figura 32a - Evolução das Resistências por Circuito por Iteração  
 Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

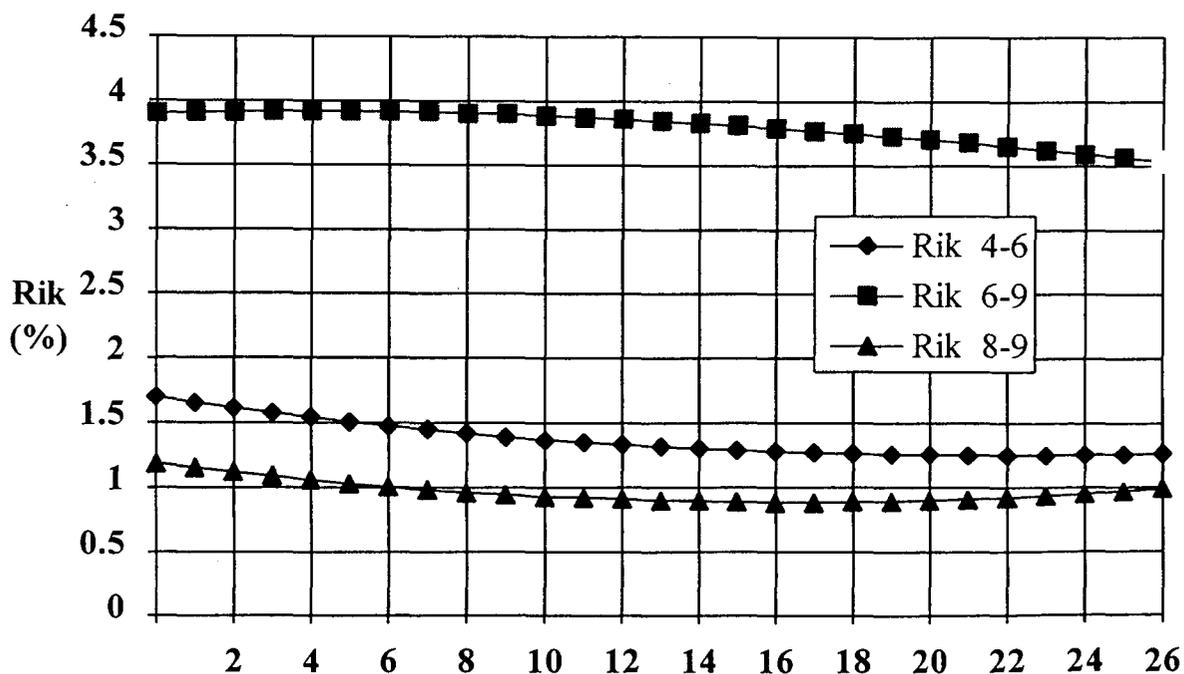


Figura 32b - Evolução das Resistências por Circuito por Iteração  
 Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

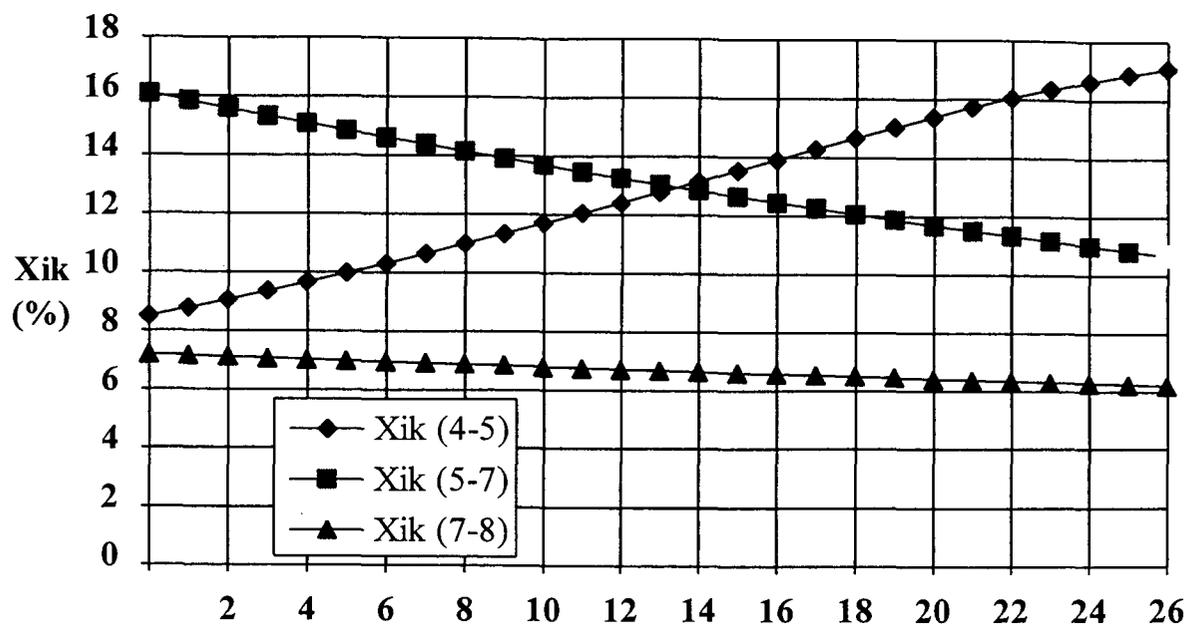


Figura 33a - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

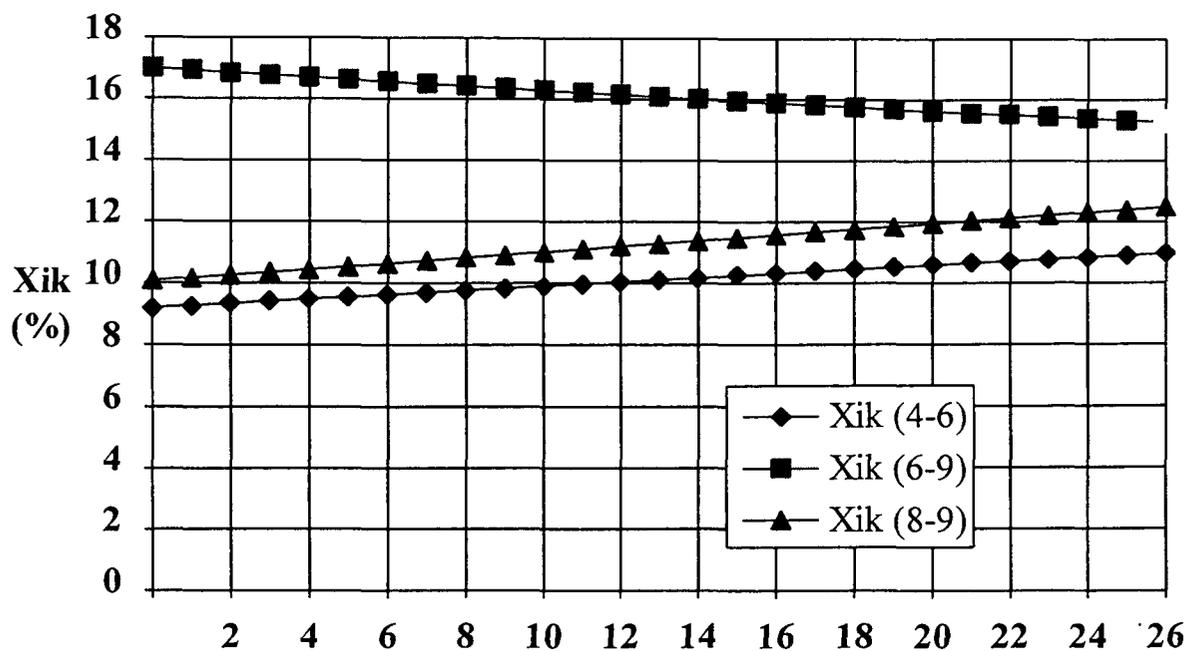


Figura 33b - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

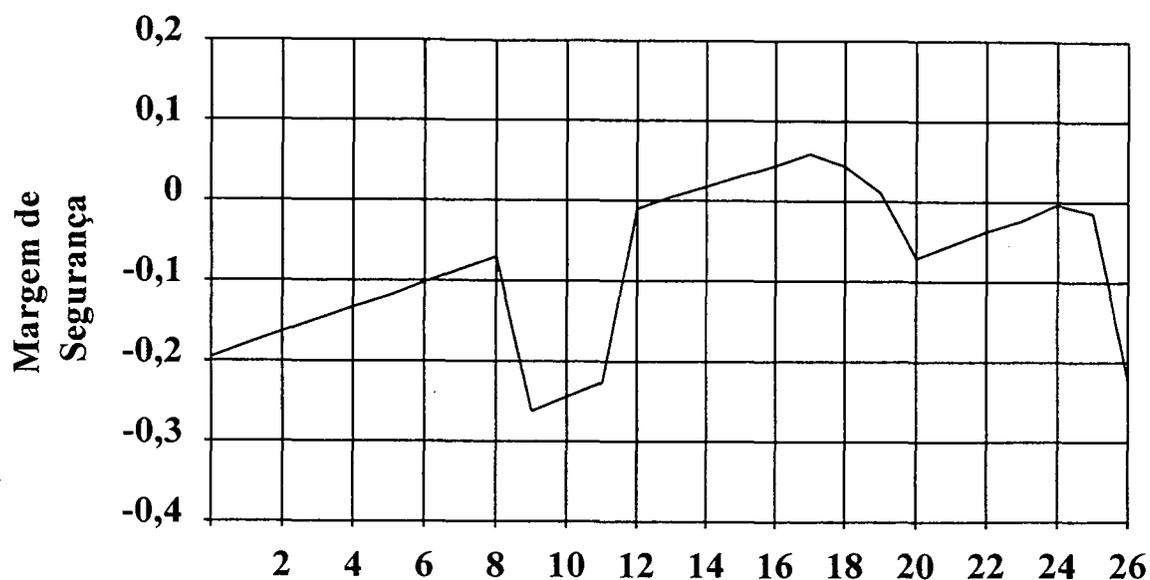


Figura 34 - Evolução da Margem de Segurança por Iteração  
Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

Em razão da estratégia adotada para o redespacho, pode-se observar que as modificações mais significativas ficaram restritas aos circuitos (4-5) e (5-7) que interligam os dois geradores participantes do processo de redespacho. As modificações nos demais circuitos são bem menos acentuadas.

Comparando os resultados obtidos com aqueles calculados no item 7.7.1, verifica-se que as impedâncias no caso corrente, apresentam, no cômputo geral, um ligeiro decréscimo em valor absoluto. Observando o índice de esforço de compensação para duas situações, que espelha o comportamento das reatâncias, constata-se serem ambos muito próximos (-5,37 % para este caso contra -6,66 % para o caso anterior). Estes índices, que na verdade traduzem um crescimento médio das reatâncias da rede, se verificados durante todo o procedimento de cálculo, revelam que o esforço de modificação de rede para os dois casos é praticamente o mesmo. Ou seja, embora as modificações se distribuam de forma diferente, a estratégia de redespacho pouco interfere no esforço global de modificação. Parte desta diferença é devida às não-linearidades existentes nas equações que regem o comportamento do sistema elétrico, impondo combinações diferentes para as resistências e reatâncias de um mesmo circuito. A outra, resulta da atuação do vetor  $S$ . À medida que os redespachos se sucedem e as alterações topológicas são sucessivamente calculadas e implementadas na rede, a posição ocupada pelos rotores no espaço de ângulos, passa a comprometer a

transferência de potência do gerador II para o gerador I, nos percentuais previamente estabelecidos. Quando isto ocorre, a estratégia de redespacho é alterada no sentido de diminuir a parcela de potência realocada e, por consequência, as alterações paramétricas calculadas.

Os acréscimos de fluxos nas linhas mantêm a mesma direção apontada na figura 31 para as ações de reconfiguração, mas em menor valor absoluto que os obtidos com todas as máquinas disponíveis para o redespacho. Os módulos das tensões, assim como seus argumentos, sustentam uma variação uniforme durante todo o procedimento de cálculo. As tendências são as mesmas registradas no caso anterior. De forma semelhante e pelas mesmas razões, a potência na barra de folga reduz-se de 64,0 MW no caso base, para 61,7 MW no caso reconfigurado ao final da 26ª iteração.

### **Comentários**

De fato, ao se restringir a ação de redespacho as não-linearidades são fortemente amortecidas, principalmente se o parâmetro considerado for a reatância série do circuito. Esta estratégia, conforme esperado, provocou alterações mais acentuadas nos circuitos existentes nas vizinhanças dos geradores que tiveram sua potência ativa alterada pelo redespacho. Todavia, para efeito da segurança do sistema, nenhum progresso foi obtido. Neste aspecto, os resultados guardam ainda estrita semelhança com os do caso anterior. Em razão do comportamento da margem de segurança e das proporções assumidas pelos parâmetros, o procedimento iterativo de cálculo foi suspenso quando da ocorrência da 26ª iteração e considerado não convergente.

#### **7.7.3 Correção da Segurança obtida a partir de um Monitoramento das Modificações nos Parâmetros Série para Alterações somente nas Reatâncias**

O estudo seguinte preocupa-se em aproveitar a cada iteração as modificações fisicamente realizáveis descartando aquelas que não são de interesse. Conforme já exposto no capítulo 5, isto pode ser obtido da seguinte forma. Os incrementos  $\Delta y^s$ , calculados através da solução do sistema (42) são, inicialmente, incorporados às admitâncias das linhas da rede elétrica. A partir do inverso deste parâmetro, as novas impedâncias série são obtidas. Em seguida, as variações havidas nas resistências são descartadas, com este parâmetro reassumindo seu valor original. O mesmo procedimento é adotado com as reatâncias que cresceram em valor absoluto.

Assim, de forma bem simplificada consegue-se preservar a linearidade existente

nas equações (42), bem como determinar somente as modificações de interesse. Impõe-se, com este procedimento, um monitoramento meramente intuitivo dos resultados, já que inexistente a preocupação de refletir aos demais parâmetros da rede as informações contidas nas alterações desprezadas.

Os resultados obtidos são apresentados na figura 35. Foram feitas duas simulações. A primeira, figura 35a, Caso 1, que considera todos os geradores disponíveis para a ação de redespacho e a segunda, figura 35b, Caso 2, que limita o redespacho aos geradores I e II. Nos dois casos, foram necessárias 34 iterações para que o sistema atingisse a margem de segurança  $M_s=0.201$ . Independentemente da restrição feita, nas 33 primeiras iterações o redespacho ocorre somente entre os geradores I e II. Somente na última iteração é que o gerador III participa do processo, obviamente para o caso sem restrição.

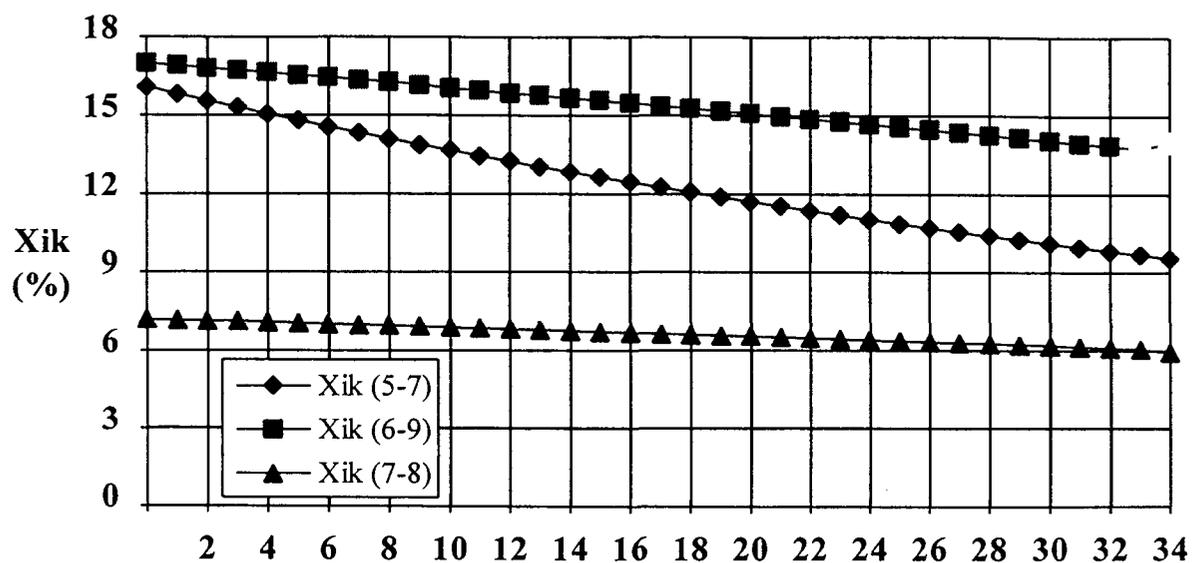


Figura 35a - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
 Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

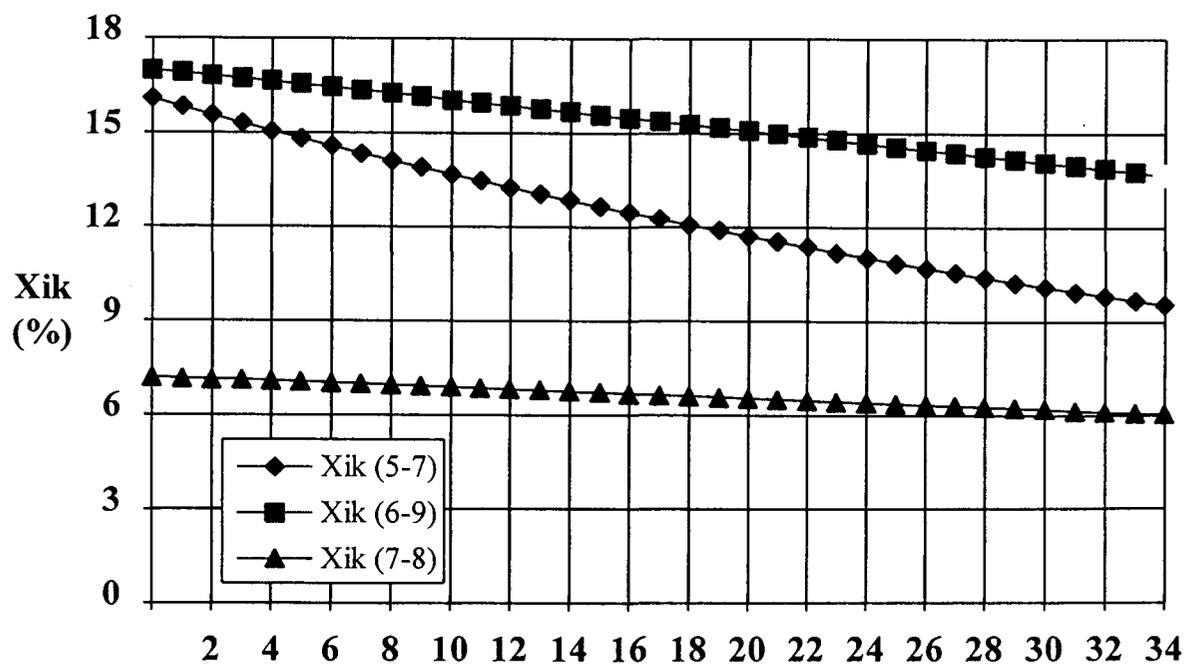


Figura 35b - Evolução das Reatâncias por Circuito por Iteração  
 Redespacho Limitado aos Geradores I e II  
 Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

As alterações que devem ser impostas à rede, obtidas após a convergência, são mostradas nas tabelas 11, para o caso em que todos os geradores participam das ações de redespacho, e 12, para o caso em que o gerador III foi excluído do processo. O índice de esforço de deslocamento de rede é de 12,93 % para o primeiro caso, e de 12,75% para o segundo. Observa-se que, o fato de restringir o número de geradores participantes das ações de redespacho, embora tenha refletido no caso estudado somente na última iteração, apresentou um número menor de modificações na rede e um menor índice de esforço de deslocamento.

Tabela 11 - Sistema Teste I - Compensações Série  
Todos os Geradores disponíveis para o Redespacho

CIRCUITO DE PARA		RESISTÊNCIA ORIGINAL	REATÂNCIA ORIGINAL CALCULADA		COMPENSAÇÃO O SÉRIE
04	06	1,700%	9,200%	8,9993%	3,27%
05	07	3,200%	16,100%	9,5460%	40,71%
06	09	3,900%	17,000%	13,9949%	17,68%
07	08	0,850%	7,200%	5,9472%	17,40%

Tabela 12 - Sistema Teste I - Compensações Série  
Redespacho Limitado aos Geradores I e II

CIRCUITO DE PARA		RESISTÊNCIA ORIGINAL	REATÂNCIA ORIGINAL CALCULADA		COMPENSAÇÃO O SÉRIE
05	07	3,200%	16,100%	9,5427%	40,73%
06	09	3,900%	17,000%	13,6663%	19,61%
07	08	0,850%	7,200%	6,0372%	16,15%

Estas modificações proporcionaram uma elevação no perfil de tensão com crescimento uniforme durante o processo iterativo de cálculo. Os resultados apurados com o caso convergido, mostrados na figura 36, refletem o menor consumo de reativo na rede após as modificações efetuadas.

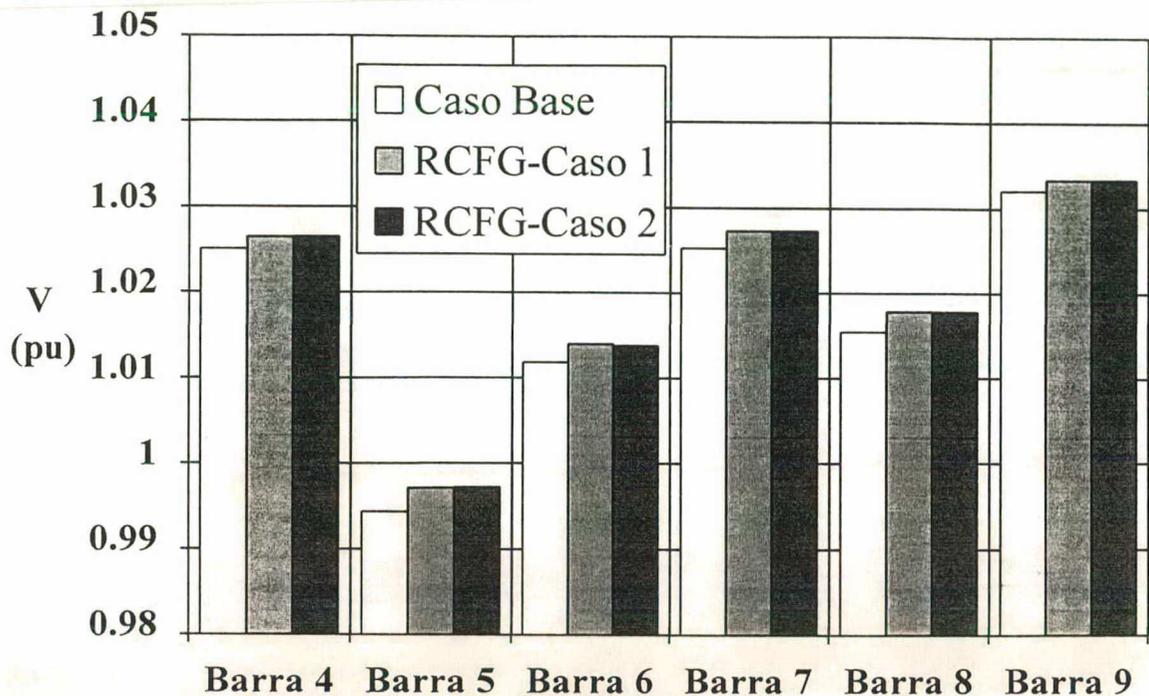


Figura 36 - Evolução dos Módulos das Tensões por Barra  
Caso Monitorado Sistema Teste I

As figuras 37 e 38 mostram as variações nas aberturas angulares e nos fluxos de potência ativa na rede. Os resultados acompanham as variações conjugadas das quedas nas reatâncias (5-7), (6-9) e (7-8), com os respectivos balanços de potência nas barras de carga do sistema. Observe-se que as variações de fluxo mantêm as direções apontadas pela figura 31. Obviamente, a resultante de potência líquida injetada por barra conserva-se nula.

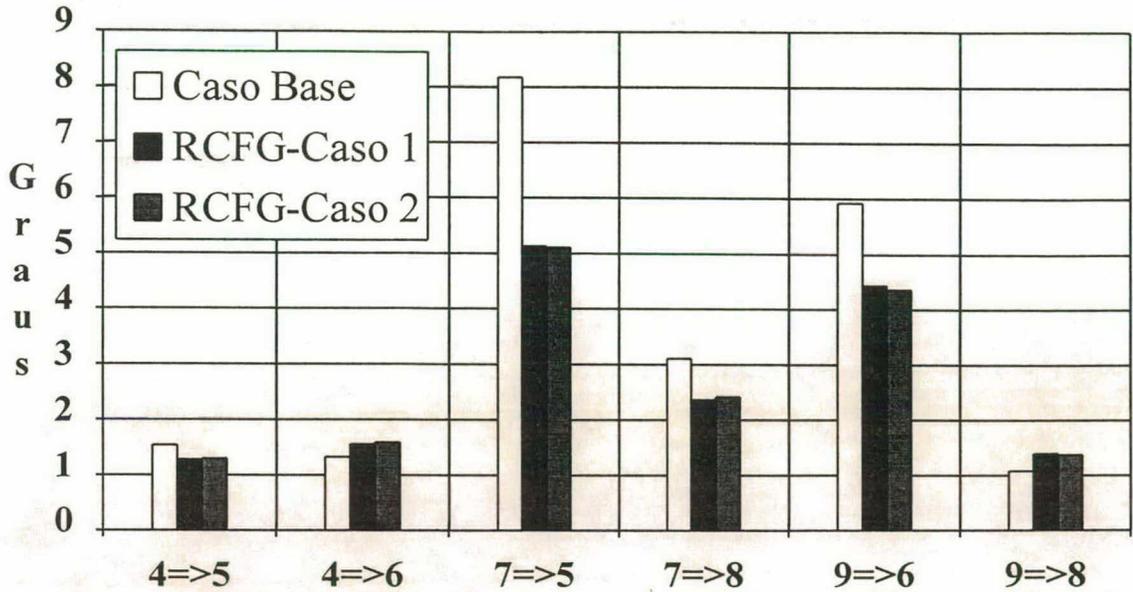


Figura 37 - Evolução das Aberturas Angulares por Circuito  
Caso Monitorado - Sistema Teste I

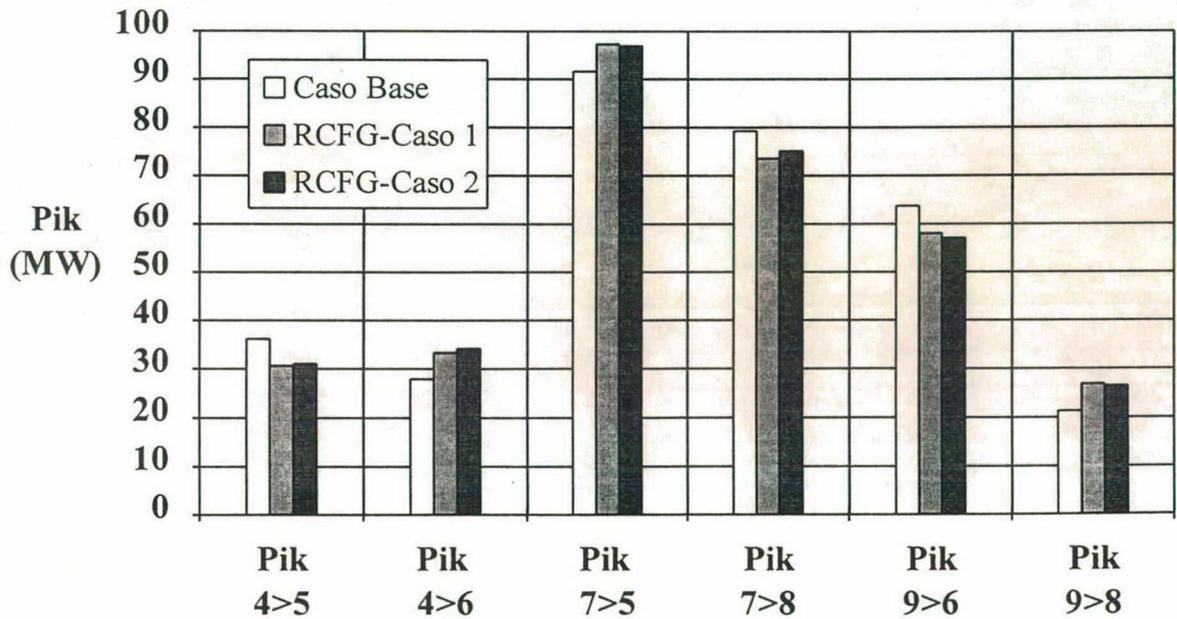


Figura 38 - Fluxo de Potência Ativa nas Linhas  
Caso Monitorado - Sistema Teste I

## Comentários

Considerando-se o ponto de vista dos objetivos do presente trabalho e a viabilidade técnica de implementação das modificações sugeridas pelo algoritmo na rede elétrica, os resultados obtidos com esta simulação, tornaram-se bastante satisfatórios.

A exceção das modificações introduzidas nos circuitos, pode-se afirmar que os demais deslocamentos ocorridos são pouco significativos. O redirecionamento de potência ativa, por exemplo, é da ordem de 5,60 MW com variações máximas de  $\pm 2\%$ . A perda de potência ativa mantém-se inalterada. Há uma redução de 32% na potência reativa líquida injetada pelas barras de geração, em resposta ao menor consumo nas linhas modificadas. Em decorrência, o perfil de tensão é ligeiramente elevado com acréscimos variando de 0,2 a 0,3 %.

Quando estas mesmas simulações são feitas com o percentual de redespacho fixado em 1,00% , os resultados obtidos para os parâmetros série, em sua maioria, guardam entre si forte semelhança. A diferença entre eles reside no fato destes últimos, obtidos a partir de um índice menor de redespacho, apresentarem acréscimos de menor valor absoluto. A título de exemplo, o esforço de deslocamento de rede, estando todos os geradores disponíveis para o redespacho, reduziu-se de 12,93% para 8,75%. As alterações calculadas reportam-se aos mesmos circuitos e preservam a mesma tendência de compensação. A única exceção ocorre nos incrementos de fluxo causados nos circuitos. Neste caso, um índice de 1,00% prefixado para o redespacho impõe à rede um deslocamento médio de fluxo de apenas  $(1,72 \pm 3,5 \%)$  MW por linha. Neste caso porém, a direção dos incrementos inverte-se em relação a obtida com o percentual de 1,00%, sendo, portanto, de sentido contrário àquele apresentado na figura 31.

Por limitações inerentes à própria metodologia utilizada, o cálculo das alterações nos parâmetros da rede foi feito a partir de um monitoramento desprovido de qualquer elaboração matemática. A escolha das modificações, ao longo do processo iterativo, baseou-se exclusivamente no carácter intuitivo. Desta forma, as informações trazidas pelos acréscimos desprezados a cada iteração não são refletidas aos demais parâmetros. Outra simplificação existente, reside no tratamento dispensado às equações não-lineares da rede. Como a maior parte dos acréscimos é simplesmente desprezada, os resultados proporcionados por aqueles que são efetivamente implementados nos circuitos, não produzem o efeito desejado de deslocamento do ponto de operação pré-defeito. Este fato impõe um gerenciamento mais elaborado das alterações a cada iteração, devidamente conjugado à solução das equações do sistema elétrico, observadas as não-linearidades existentes.

## **7.8 Resultados Obtidos com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL**

Neste caso, as alterações topológicas consideradas para efeito da melhoria da segurança dinâmica do sistema, consistem em compensações série da rede. A ação de reconfiguração assim determinada aproveita os indicadores obtidos nas simulações anteriores, buscando superar as limitações da metodologia RCF-SMN, notadamente para o caso apresentado em 7.7.3, quando apenas parte dos acréscimos calculados é aproveitada a cada iteração. A função objetivo se incumbem de minimizar os desvios em relação à rede original. Os fatores de penalização, existentes para ponderar as modificações por circuito, foram utilizados nas simulações para inibir acréscimos nos circuitos com transformadores e naqueles que tenham atingido os limites especificados para a compensação.

Deve-se observar que este algoritmo gerencia o índice de redespacho utilizado, modificando-o sempre que as alterações topológicas não impliquem em melhoria da margem de segurança. Desta forma, um índice base é previamente arbitrado para ser tomado como ponto de partida pelo algoritmo.

### **7.8.1 Correção da Segurança do Sistema Teste I obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL**

Os resultados mostrados nas figuras 39 e 40 foram obtidos para os índices base de 1,00 % e 3,00 % arbitrados para o redespacho, sem prefixação da faixa de compensação. Os processos são ambos convergentes mantendo-se inalterados os índices prefixados. Foram necessárias 5 iterações no primeiro caso para que uma margem de segurança  $M_s = 0.200$  fosse alcançada. No segundo caso o número de iterações reduz-se para 3 por força do deslocamento imposto. Neste caso a margem de segurança atingida foi  $M_s=0.202$ . Estas figuras apresentam a evolução das reatâncias por iteração bem como os índices de compensação correspondentes.

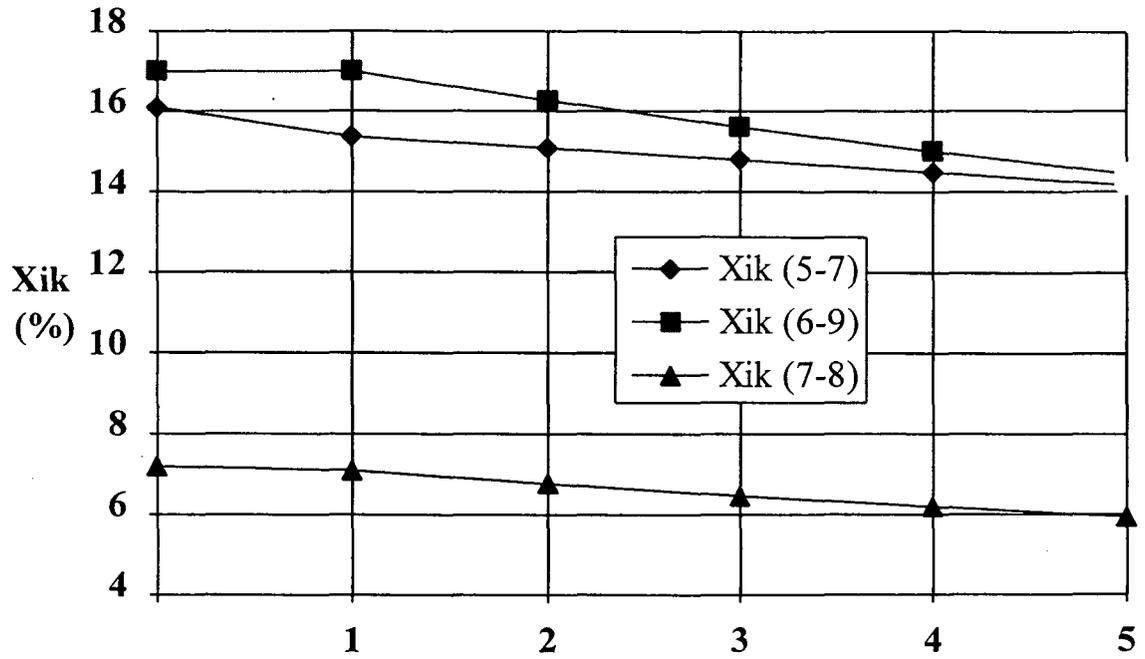


Figura 39a - Evolução das Reatâncias por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 1,00%

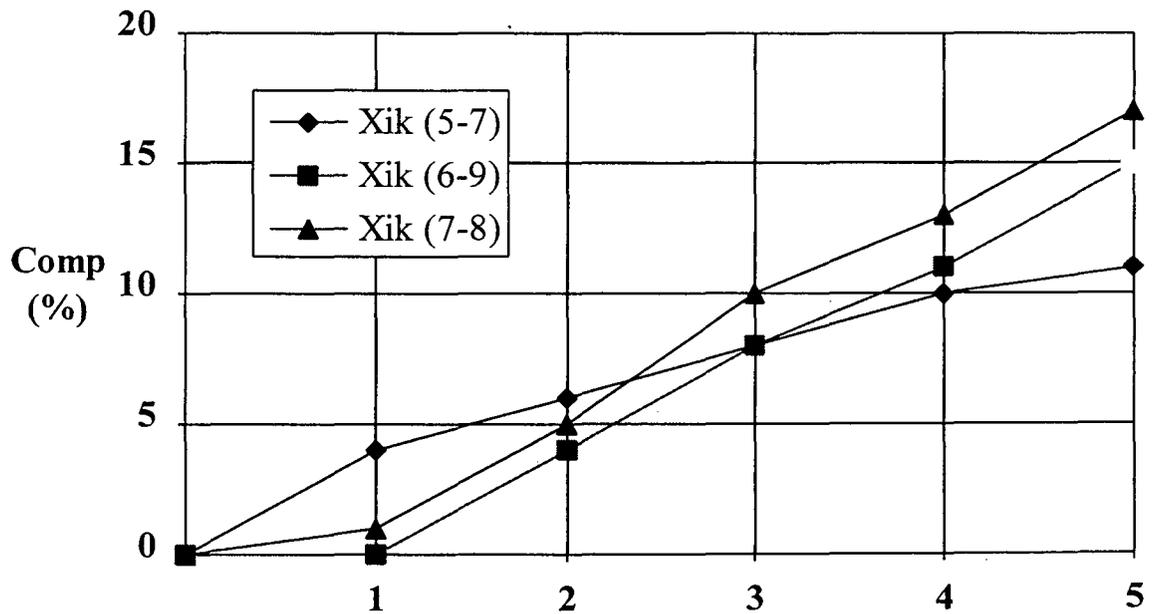


Figura 39b - Evolução das Compensações por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 1,00%

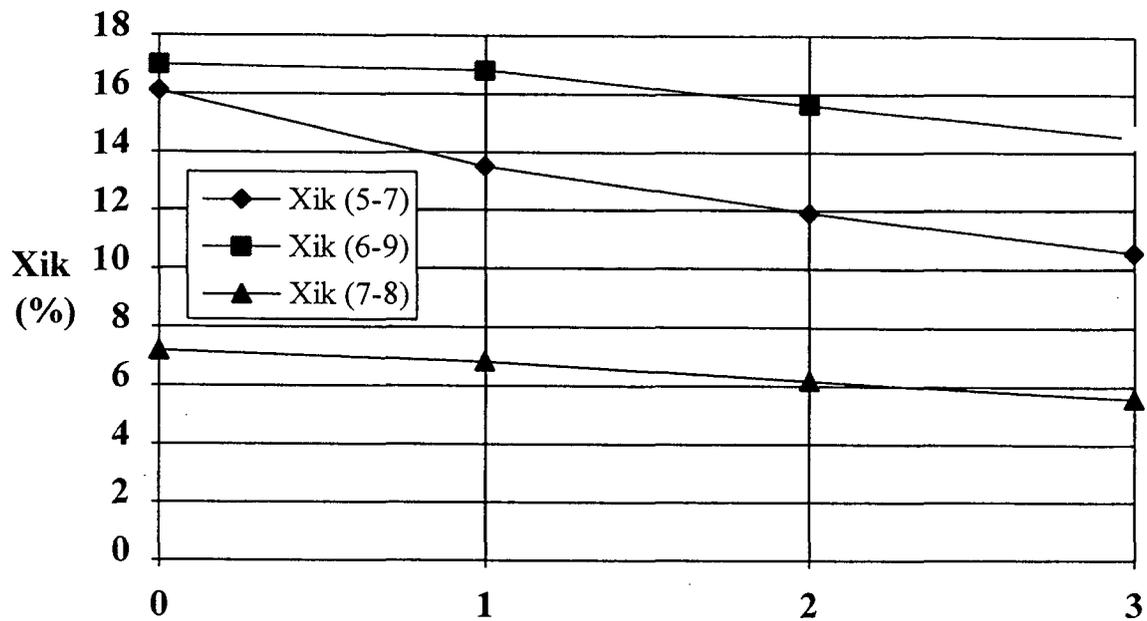


Figura 40a - Evolução das Reatâncias por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

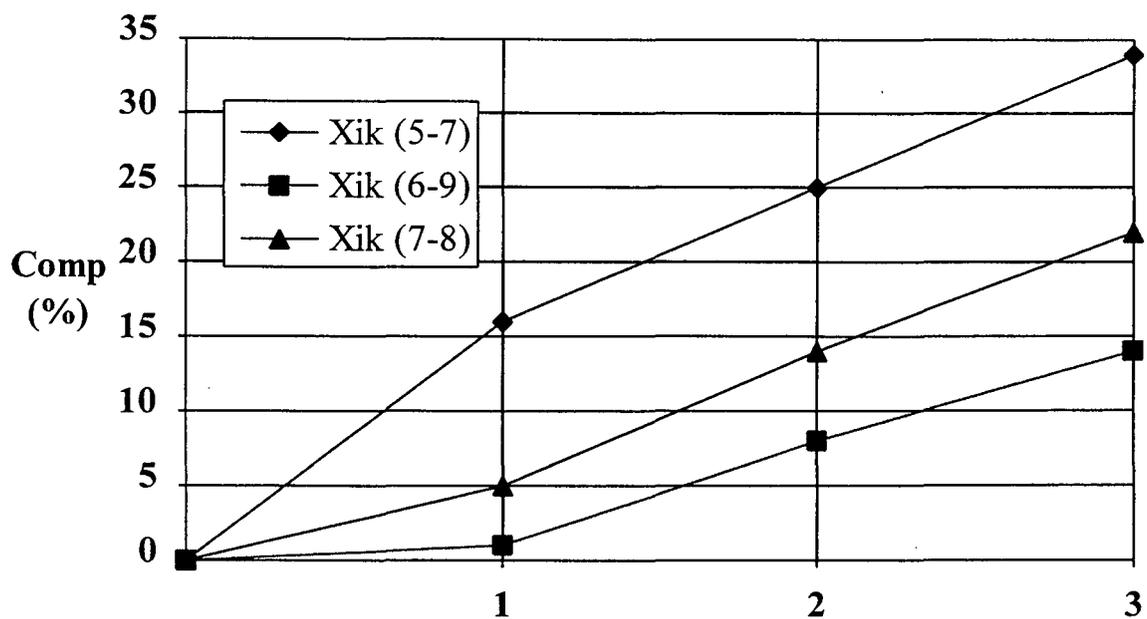


Figura 40b - Evolução das Compensações por Iteração  
Sistema Teste I - Rcfg 3,00%

Pelo exame das figuras observa-se que, conforme constatado anteriormente, as alterações promovidas na rede são bem menos expressivas quando se arbitra para o redespacho o percentual base de 1,00%. O índice de esforço de deslocamento de rede amplia-se de 6,68% no primeiro caso, com 1,00% prefixado para o redespacho, para 11,19% no segundo onde este índice é elevado para 3,00%. Estes índices, quando comparados com aqueles obtidos no item 7.7.3, que foram respectivamente, 8,75% para o primeiro caso e 12,93% para o segundo, são relativamente menores, comprovando a eficiência do algoritmo RCF-PNL. De forma semelhante respondem com menores deslocamentos as tensões e as aberturas angulares entre barras adjacentes, quando comparados aos valores obtidos em 7.7.3. Neste item a correção da segurança deste sistema teste foi obtida a partir de um monitoramento das modificações nos parâmetros série para alterações somente nas reatâncias. As modificações na rede e nas variáveis que denotam seu estado são também em menor valor absoluto para redespacho menores.

As variações nos fluxos nas linhas ocorrem em direções opostas àquelas apresentadas na figura 31, quando a reconfiguração é processada a partir de um índice base de 1,00% de redespacho. A diferença para o caso base, praticamente inexistente. Os deslocamentos atingem apenas  $(1,22 \pm 3,3\%)$  MW.

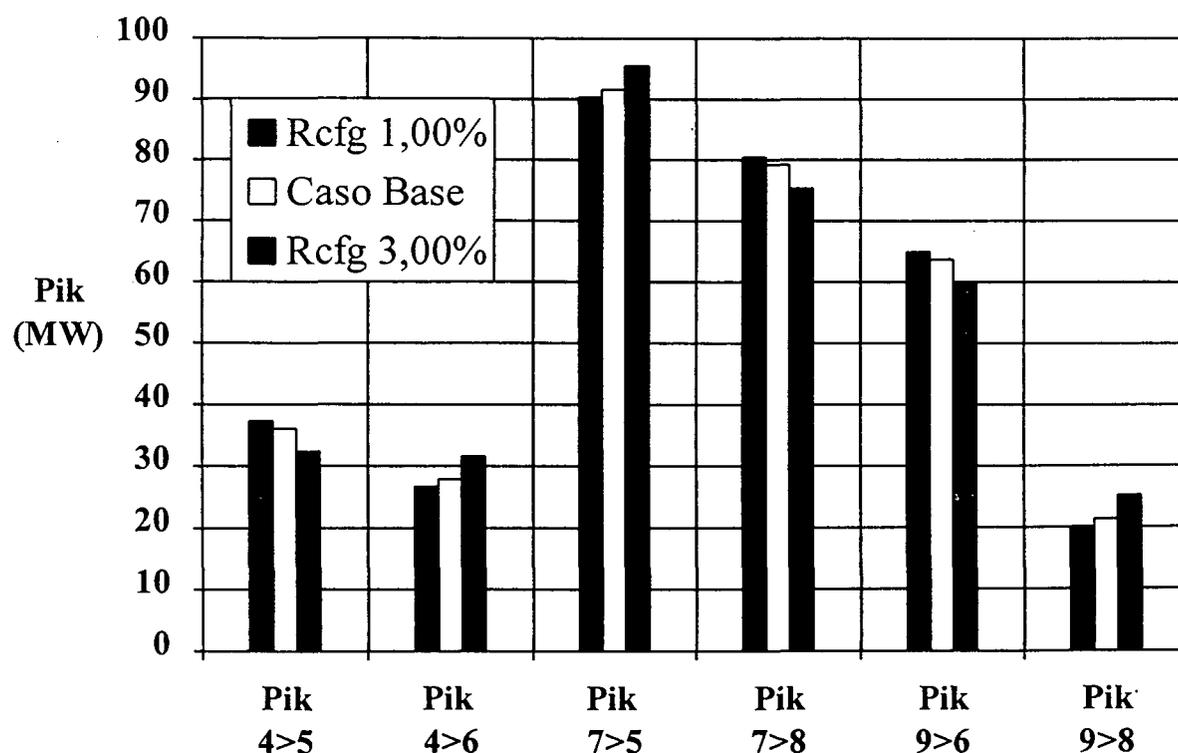


Figura 41 - Fluxo de Potência Ativa nas Linhas  
Sistema Teste I - Rcfg 1,00% e Rcfg 3,00%

Na segunda simulação, índice base de 3,00%, as variações médias alcançam  $(3,83 \pm 1,83\%)$  MW. Neste caso, os deslocamentos são bem mais elevados e assumem direção oposta aos obtidos com Rcfg 1,00%. A figura 41 ilustra o ocorrido para os dois casos comparativamente ao caso base.

Esta mudança na direção dos incrementos de fluxo, entre uma e outra estratégia de resdespacho, assegura que a identificação feita pelo algoritmo das linhas a serem compensadas não guarda, em princípio, alguma correlação com circuitos em sobrecarga na rede. Na verdade, os resultados proporcionam uma ampliação dos canais por onde esgotam as potências durante o período transitório, podendo este ocorrer numa ou noutra direção. Como consequência obtém-se uma redução do torque acelerante das máquinas, o que contribui na manutenção do sincronismo.

Se uma faixa de compensação é pré-especificada, o algoritmo atua no sentido de projetar para os demais circuitos da rede as alterações que estejam fora dos limites estabelecidos. Para que isto ocorra, a metodologia inicialmente identifica os parâmetros menos sensíveis da rede. Esta verificação é feita a partir do instante em que qualquer circuito penetra a faixa de compensação prestabelecida, tornando-se, neste momento, habilitado a participar da ação de reconfiguração. Através das penalizações, este circuito ganha prioridade em relação aos demais. Caso o limite superior da faixa seja atingido, a situação se inverte. O circuito é fortemente penalizado refletindo-se as alterações nele ocorridas para os demais circuitos da rede. Repete-se o procedimento até que a convergência seja alcançada.

Para se averiguar esta estratégia de reconfiguração, estabeleceu-se uma faixa de 20% a 60% para as compensações do sistema em estudo. Em razão dos menores deslocamentos e dos melhores resultados proporcionados, fixou-se em 1,00% o índice base de resdespacho para todas as simulações feitas nesta modalidade.

Como resultado, obteve-se uma redução de 17,00% para 12,3137% na reatância do circuito (6-9) da rede. Isto representa uma compensação nesta linha de 26% em relação ao valor original e um índice de esforço de rede de 5,22 %. A implementação desta alteração na rede eleva a margem de segurança de  $M_s = -0.195$  para  $M_s = 0.200$ . Foram necessárias 13 iterações para que o processo atingisse a convergência.

Pode-se afirmar que apenas os fluxos nas linhas sofrem alguma modificação. As variações ocorridas são, em média, de  $(4,23 \pm 2,6 \%)$  MW. A direção mantém-se oposta a apresentada anteriormente na figura 31. Observe-se que o desvio de fluxo é bem mais significativo, se comparado ao caso em que a faixa não foi prefixada.

### 7.8.2 Correção da Segurança do Sistema Teste II Obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL

Os resultados dispostos na figura 42 mostram as compensações série necessárias à correção da segurança do sistema teste II, quando a faixa de compensação é mantida livre e consideram-se as contingências listadas na tabela 18 do apêndice 2. A tendência de menores índices redespachos apontarem sempre para modificações de valor absoluto mais baixo não se verifica para todas as ligações da rede. Os dois últimos circuitos destacados na figura 42 associam os percentuais mais elevados de compensação ao índice mais baixo de redespacho. Todavia, esta tendência é mantida quando o esforço de modificação de rede é verificado. Neste caso, fixando-se em 1,00% o redespacho base, obtem-se 9,42% de esforço de modificação em 3 iterações do algoritmo, atingindo-se uma margem de segurança  $M_s=0.201$ . Com o índice de redespacho base prefixado em 3,00%, embora a margem de segurança atingida seja a mesma, o esforço de modificação na rede eleva-se para e 12,45% com o processo convergindo em 2 iterações.

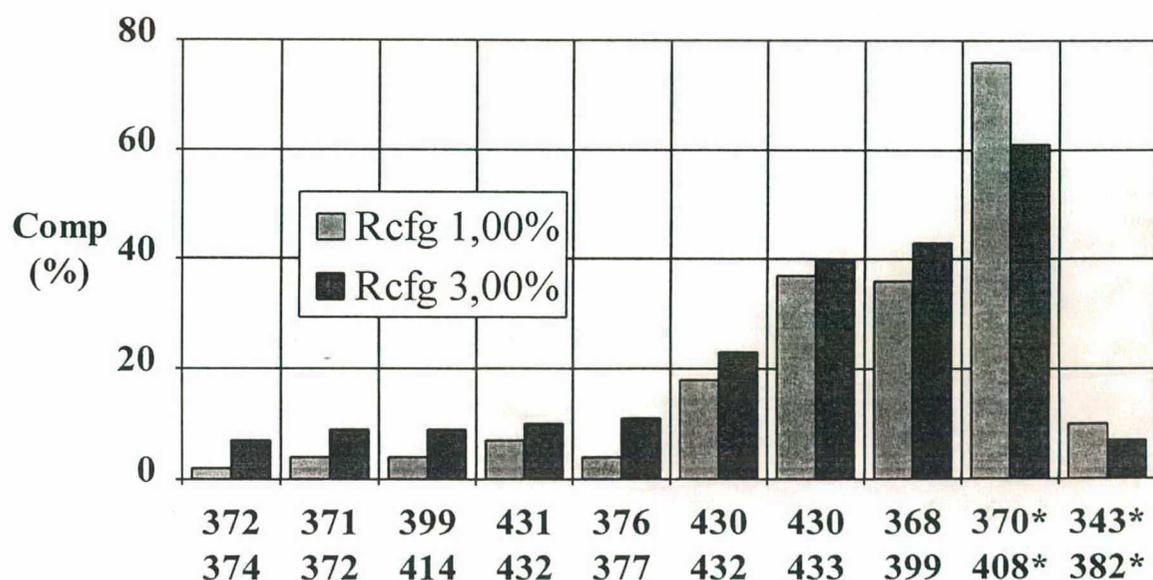


Figura 42 - Compensações por Circuito por Reconfiguração Sistema Teste II - Rcfg 1,00% e Rcfg 3,00%

Prefixando-se as compensações mínimas em 30% e máximas em 60%, o algoritmo sugere que sejam reduzidas a reatância da linha (370-408), de 15,480% para 6,192%, e a reatância da linha (371-374), de 16,210% para 10,536%. Estes índices são traduzidos por compensações série de 60% e 35% respectivamente por circuito. O

índice de esforço de compensação neste caso, é de 5,62% com o sistema atingindo uma margem de segurança  $M_s=0.328$ .

As figuras 43 e 44 apresentam as variações ocorridas com os tempos críticos de eliminação do defeito e com as margens de segurança para as 5(cinco) contingências mais críticas. A contingência 13, falta na barra 374 com retirada do circuito (374-433), mantém-se como a mais severa durante todo o processo iterativo de cálculo. Deve-se notar que o problema está sendo analisado considerando-se um tempo de 6 (seis) ciclos para a retirada do defeito. A comparação dos resultados obtidos com os existentes no caso base, mostra que em todas as situações há um aumento do tempo crítico de eliminação do defeito assim como da margem de segurança por contingência. Os resultados identificados por **Rcfg COMP** referem-se ao caso no qual a faixa de compensação foi prefixada.

Examinando-se as variáveis que regem o comportamento do sistema, constata-se que parte deste pouco reage às alterações paramétricas implementadas na rede. O subsistema que incorpora as contingências mais críticas, em geral, tende a ser mais expressivo na resposta aos deslocamentos feitos na topologia da rede. Identifica-se nesta parte do sistema uma discreta elevação no perfil médio das tensões como também nas perdas (1,7% maiores que o caso base). Todos os redirecionamentos de fluxo restringem-se a esta área.

A convergência foi atingida uniformemente para os casos em que a faixa de compensação não foi prefixada. Não foram identificadas oscilações neste caso. Os índices base estipulados para o redespacho mantiveram-se inalterados durante o processo.

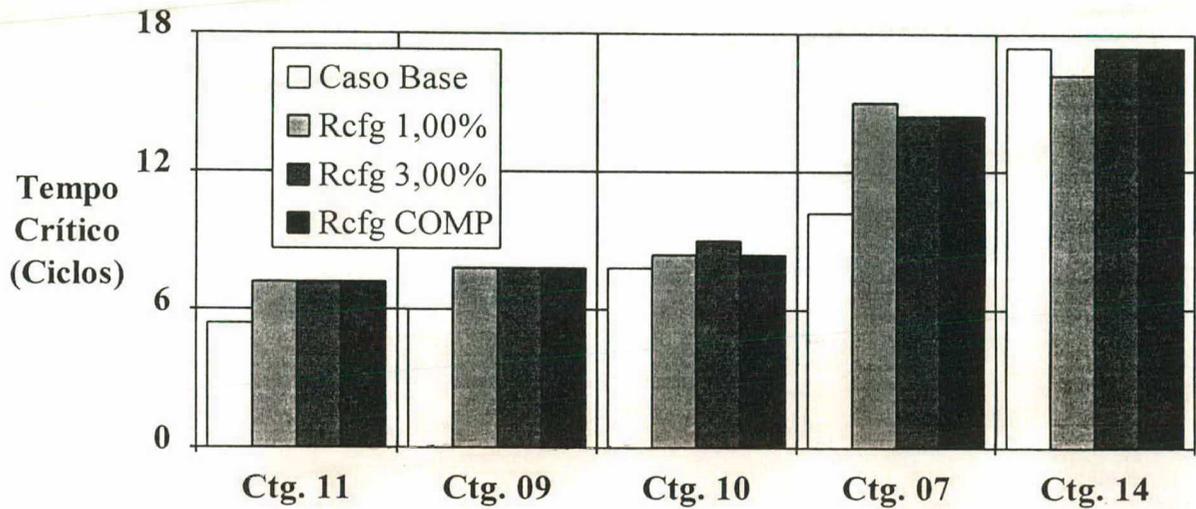


Figura 43 - Elevação do Tempo Crítico de Abertura para os Casos Reconfigurado e Compensado Sistema Teste II

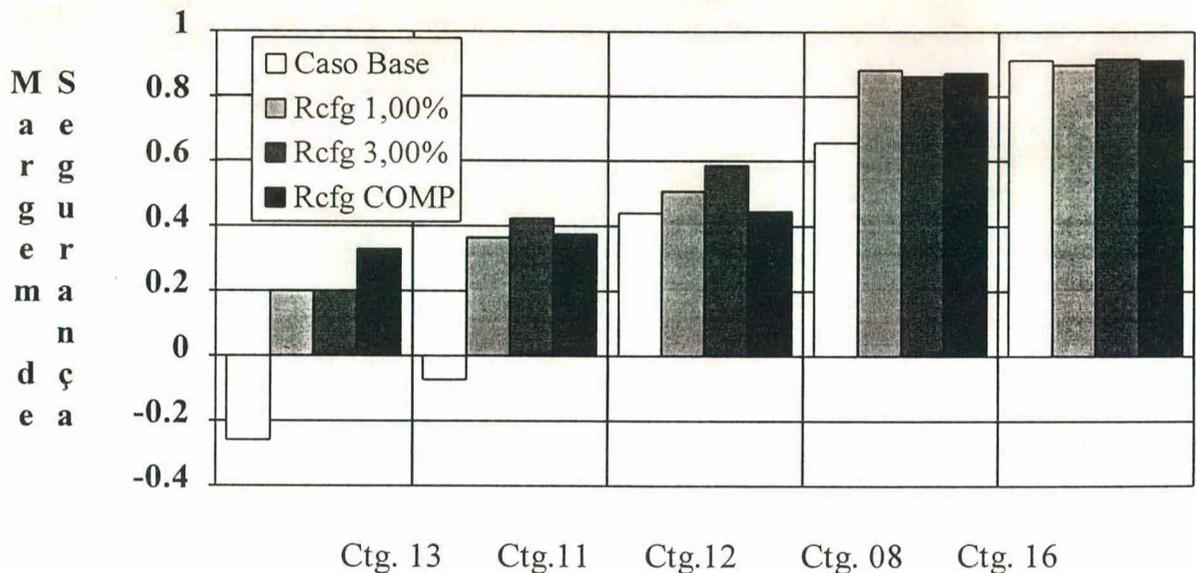


Figura 44 - Evolução das Margens de Segurança para os Casos Reconfigurado e Compensado

### 7.8.3 Correção da Segurança do Sistema Teste III obtida com a Aplicação da Metodologia RCF-PNL

Como o sistema IEEE-118, dentre os que foram escolhidos para teste, é o que apresenta a condição operativa mais crítica - margem de segurança do caso base  $M_s = -1.00$  - foram feitas duas simulações para se avaliar com maior propriedade o

desempenho da metodologia proposta. Estabeleceu-se, para os dois casos estudados, uma faixa situada entre os limites de 40% e 60% para as compensações série dos circuitos da rede. Isto foi feito com o objetivo de se minimizar o número de circuitos modificados.

O primeiro estudo considera todas as 20 contingências listadas no apêndice 2 presentes durante o processo iterativo de cálculo das modificações na topologia. Neste caso foram necessárias 15 iterações para que o processo convergisse e o sistema atingisse uma margem de segurança  $Ms=0.259$ . A figura 45 mostra a evolução das margens de segurança durante o processo iterativo, bem como a contingência mais severa a ela associada. Verifica-se, pelo exame destes resultados, que a partir da 8ª iteração, as contingências 2, 8 e 16 se revezam no posto destinado à contingência mais severa. Até a 7ª iteração, este lugar era ocupado exclusivamente, pela contingência 2.

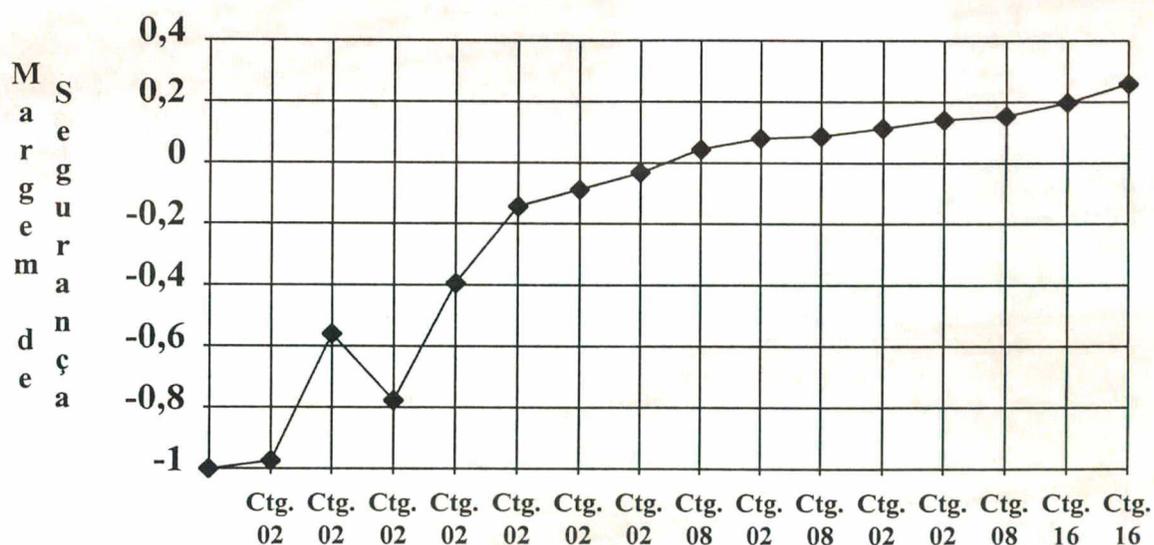


Figura 45 - Evolução da Margem de Segurança por Iteração  
Sistema Teste III - Simulação do Sistema Completo

Os resultados dispostos na tabela 13 mostram as alterações que devem ser feitas na rede elétrica para que a margem de segurança do sistema seja corrigida. Observe que 35 circuitos deverão ter suas reatâncias série modificadas, significando um índice de esforço de compensação de 11,95%.

Tabela 13 - Sistema Teste III  
Compensações Série - Todas as Contingências Consideradas

CIRCUITO DE PARA		RESISTÊNCIA ORIGINAL %	REATÂNCIA ORIGINAL CALCULADA %		COMPENSAÇÃO SÉRIE %
001	002	3,030	9,990	4,0360	59
001	003	1,290	4,240	1,6960	60
002	012	1,870	6,160	2,4640	60
003	005	2,410	10,800	4,3200	60
003	012	4,840	16,000	6,6560	58
004	005	0,180	0,800	0,3763	53
004	011	2,090	6,880	2,7520	60
006	007	0,450	2,080	1,1581	44
007	012	0,860	3,400	1,3600	60
008	030	0,430	5,040	2,0160	60
011	012	0,590	1,960	0,7840	60
012	016	2,120	8,340	3,3360	60
013	015	7,440	24,440	9,7760	60
014	015	5,950	19,500	7,8000	60
015	019	1,200	3,940	1,5760	60
015	033	3,800	12,440	4,9760	60
016	017	4,540	18,010	7,2040	60
017	031	4,740	15,630	6,2520	60
017	113	0,910	3,010	1,2040	60
018	019	1,110	4,930	1,9720	60
019	020	2,520	11,700	4,6800	60
023	024	1,350	4,920	1,9680	60
025	027	3,180	16,300	8,7003	47
027	028	1,910	8,550	3,4200	60
027	032	2,290	7,550	3,5537	52
028	029	2,370	9,430	3,7720	60
029	031	1,080	3,310	1,3240	60
030	038	0,460	5,400	2,1600	60
031	032	2,980	9,850	3,9400	60
032	113	6,150	20,300	8,1200	60
034	043	4,130	16,810	6,7240	60
037	040	5,930	16,800	6,8551	59
049	069	9,850	32,400	14,6434	54
054	059	5,030	22,930	10,9138	52
110	112	2,470	6,400	3,5301	45

Com base nas informações fornecidas pela figura 45, e nas simulações feitas com a metodologia RCF-SMN, procedeu-se a um segundo estudo de correção da segurança do sistema teste III. As contingências 8 e 16 foram excluídas dos cálculos em razão de suas localizações na rede elétrica, distantes eletricamente da contingência 2, bem como os geradores ligados às barras 80, 90, 91, 92, 100 e 112. Procura-se desta forma, em razão do porte do sistema, proceder a uma análise do problema por subsistema, tratando a questão da correção da segurança de forma mais localizada.

A figura 46 ilustra a evolução das margens de segurança durante o processo iterativo, onde pode ser verificado que a contingência 2 mantém-se todo o tempo como a mais crítica. Neste caso, em 12 iterações o algoritmo converge e o sistema atinge uma margem de segurança  $Ms=0.204$ . Até a 7ª iteração, os resultados são os mesmos do caso anterior.

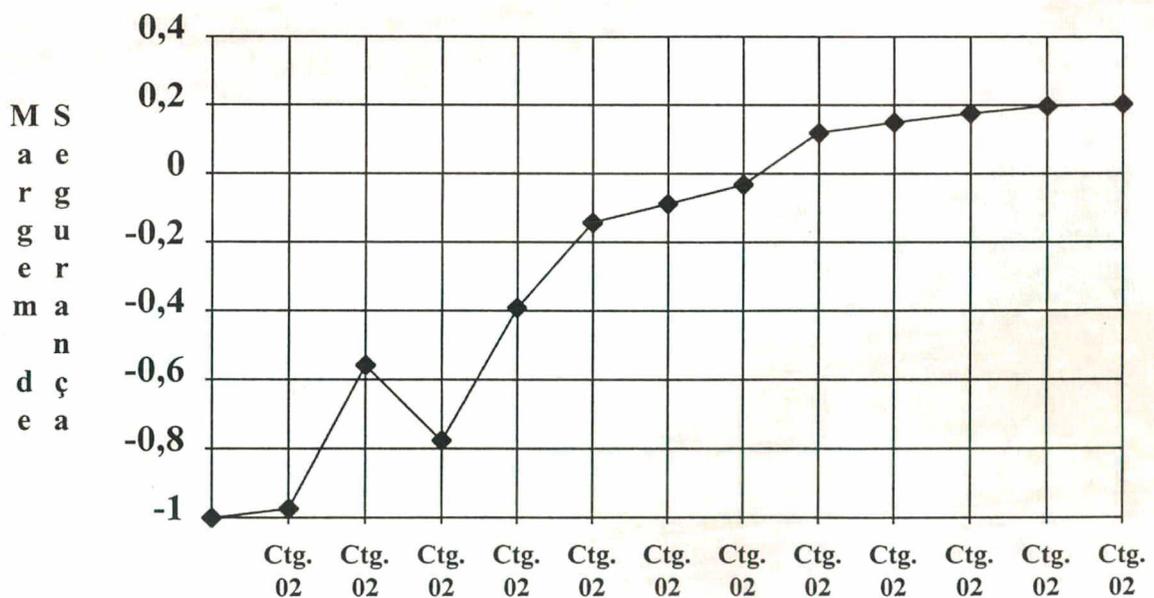


Figura 46 - Evolução da Margem de Segurança por Iteração  
Sistema Teste III - Simulação por Subsistema

Os resultados dispostos na tabela 14 mostram as alterações que devem ser feitas na rede elétrica para que a margem de segurança do SEE seja corrigida para o valor mínimo especificado. De forma semelhante ao número de iterações, o número de circuitos que deverão ter suas reatâncias série modificados, reduz-se para 26, decrescendo também o índice de esforço de compensação que neste caso é 11,15%.

Tabela 14 - Sistema Teste III  
Compensações Série - Contingências 8 e 16 excluídas dos cálculos

CIRCUITO DE	PARA	RESISTÊNCIA ORIGINAL %	REATÂNCIA		COMPENSAÇÃO SÉRIE %
			ORIGINAL %	CALCULADA %	
001	002	3,030	9,990	3,9960	60
003	005	2,410	10,800	4,3200	60
003	012	4,840	16,000	6,4000	60
007	012	0,860	3,400	1,3600	60
008	030	0,430	5,040	2,2176	56
011	012	0,590	1,960	0,7840	60
012	016	2,120	8,340	3,3360	60
013	015	7,440	24,440	9,7760	60
014	015	5,950	19,500	7,8000	60
015	019	1,200	3,940	1,5760	60
015	033	3,800	12,440	4,9760	60
016	017	4,540	18,010	7,2040	60
017	031	4,740	15,630	6,2520	60
017	113	0,910	3,010	1,2040	60
018	019	1,110	4,930	1,9720	60
019	020	2,520	11,700	4,6800	60
023	024	1,350	4,920	1,9680	60
023	032	3,170	11,530	6,5721	43
024	070	10,220	41,150	16,4600	60
027	032	2,290	7,550	3,0200	60
030	038	0,460	5,400	2,1600	60
031	032	2,980	9,850	3,9400	60
034	043	4,130	16,810	6,7240	60
037	040	5,930	16,800	6,7200	60
049	069	9,850	32,400	12,9600	60
054	059	5,030	22,930	10,1510	55

As variações ocorridas com os tempos críticos de eliminação do defeito, e com as margens de segurança, para as contingências onde estas alterações foram mais expressivas, são mostradas nas figuras 47 e 48 para as duas simulações efetuadas. Observar que, para o segundo caso estudado, antes de se proceder ao cálculo das novas margens de segurança do SEE, e dos respectivos tempos críticos de eliminação do defeito, as contingências 8 e 16 foram reincorporadas à lista original. Cabe lembrar que o tempo de eliminação da falta para este sistema foi arbitrado em 9 (nove) ciclos, e que a margem de segurança do SEE referente ao caso base é de -1,00, estando esta

margem associada a um tempo de 7,2 ciclos para eliminação do defeito representado pela contingência 13.

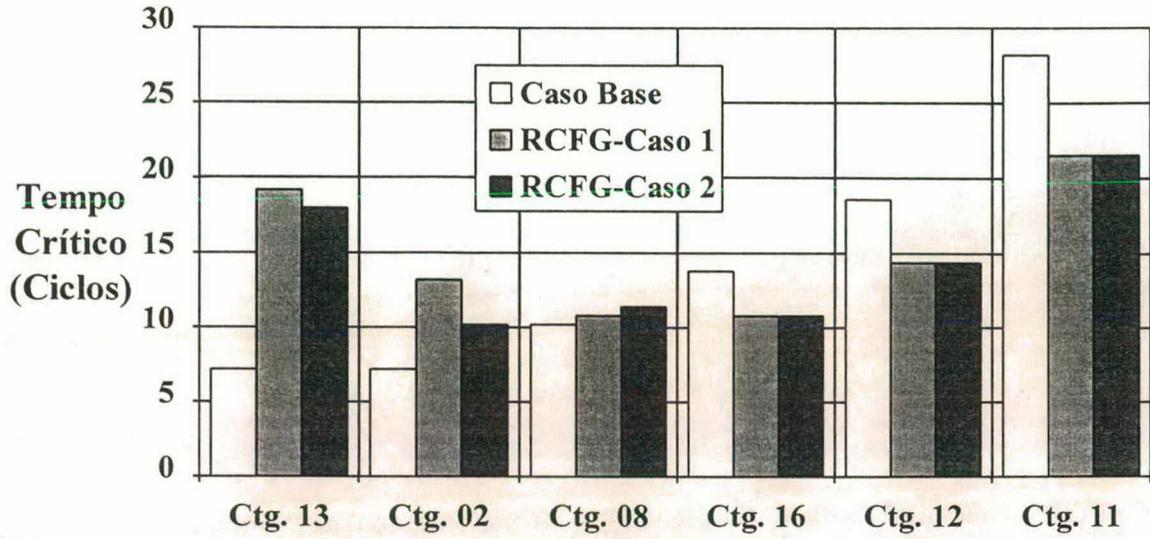


Figura 47 - Modificações nos Tempos Críticos de Abertura após a Compensação da Rede Sistema Teste III

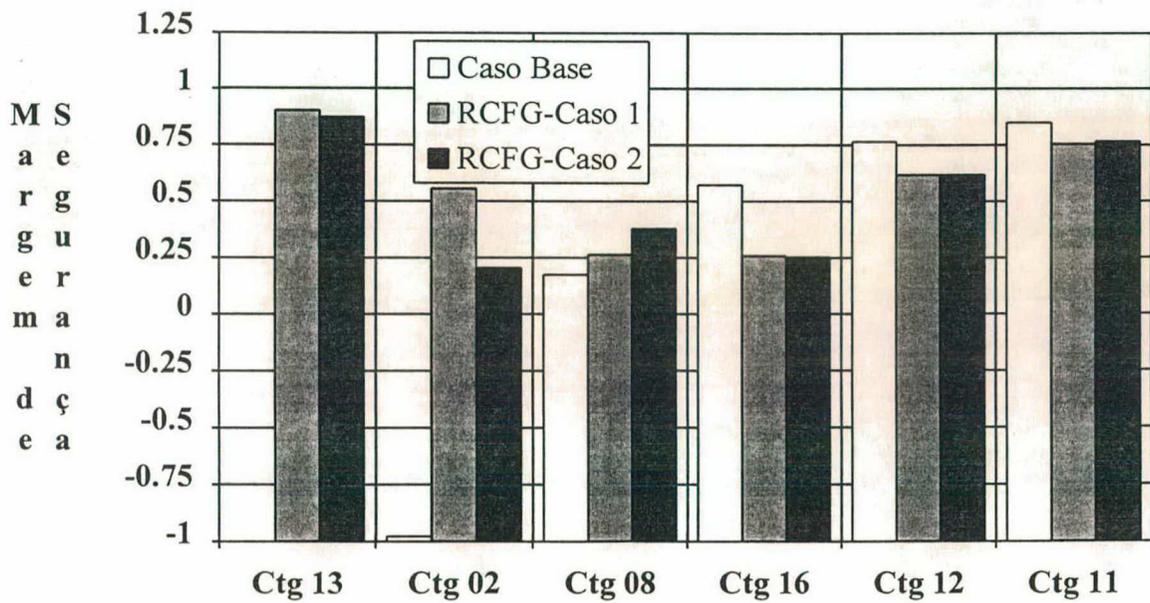


Figura 48 - Modificações nas Margens de Segurança após a Compensação da Rede Sistema Teste III

No primeiro caso simulado, a contingência 8 (falta na barra 4 com retirada do circuito 4-11) assume o posto da mais severa nas iterações 8, 10 e 13, o mesmo acontecendo com a contingência 16 (falta na barra 30 com retirada do circuito 30-38) nas iterações 14 e 15. Isto ocorre em razão da posição angular ocupada pelos rotores das máquinas conectadas às barras 4 e 31 que têm suas trajetórias fortemente afetadas quando, respectivamente, as contingências 8 e 16 estão presentes. Os rotores destas máquinas avançam significativamente, em relação ao centro de ângulos, o que pode ser traduzido por uma resultante positiva de torque de aceleração em seu eixo. A posição relativa por eles ocupada no espaço angular, torna-os primeiros candidatos a participar da ação de redespacho promovida pelo vetor *S*. Neste caso a correção é feita diminuindo-se a potência gerada por estas máquinas, e transferindo-a para aquelas cujos rotores estão atrasados em relação ao centro de ângulos.

Conforme já discutido anteriormente, os circuitos mais próximos aos geradores, que tiveram suas potências originais injetadas na rede corrigidas, são os que sofrem as maiores modificações. Assim, a presença das contingências 8 e 16, ao provocar alterações nas potências geradas pelas máquinas conectadas às barras 4 e 31, provoca, indiretamente, alterações nos seguintes circuitos:

→ Contingência 8 - Gerador 4

Circuitos: (01-03), (02-12), (03-05), (04-05), (05-06) e (06-07);

→ Contingência 16 - Gerador 31

Circuitos: (17-31), (25-27), (27-28), (28-29), (29-31), (32-113).

Se estas contingências são retiradas dos cálculos, segundo caso simulado, estas alterações deixam de existir, o que explica a grande diferença em termos de número de circuitos modificados entre uma e outra simulação. O mesmo ocorre com o circuito (110-112) em relação às máquinas excluídas da ação de redespacho. Assim, pode-se dizer que, o número de circuitos modificados tende a acompanhar o porte do sistema, a localização das contingências e o deslocamento necessário da margem de segurança para que o SEE adquira maior estabilidade. Igualmente, a convergência do processo torna-se bem mais difícil mesmo tendo sido eliminada a alternância das contingências no posto destinado à mais severa.

No tocante aos reflexos destas alterações nos tempos críticos de eliminação do defeito, bem como, das margens de segurança, pode-se afirmar que a metodologia cumpriu satisfatoriamente o seu propósito, como pode ser observado pelo exame das figuras 47 e 48. A contingência 16, associada a uma margem de segurança de 0,259, no primeiro caso, e a contingência 2, associada a uma margem de segurança de 0,204, no

segundo, tornaram-se as mais críticas após a convergência do processo. Deve-se observar que, embora as contingências 8 e 16 tenham sido excluídas na segunda simulação, as correções feitas na rede em decorrência da contingência 2, a mais severa todo o tempo, proporcionaram resultados muito semelhantes àqueles obtidos com o primeiro caso estudado.

Como a metodologia RCF-PNL, utilizada na determinação das alterações topológicas, não gerencia diretamente a margem de segurança, o critério de parada é ativado quando uma margem de segurança mínima foi atingida. Assim, no primeiro caso, o processo atingiu a convergência com uma margem de segurança de 0,259 enquanto, no segundo caso, este valor ficou em 0,204. Este fato impede que análises comparativas mais elaboradas sejam feitas para os casos apresentados. Desta forma, pelo exame das figuras 47 e 48, nota-se que as contingências mais críticas tiveram melhorias expressivas em seus tempos críticos e margens de segurança. Contudo, constata-se uma pequena piora nestes valores, comparativamente ao caso base, quando são observadas as contingências 11, 12 e 16.

### **Comentários**

Os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia aos 3 sistemas utilizados para teste são coerentes com os objetivos do presente trabalho. A convergência foi atingida em todas as simulações efetuadas, embora com maior dificuldade para o sistema de porte mais elevado. Devido às não-linearidades existentes não foi possível identificar alguma relação entre a faixa de compensação e o índice de esforço de modificação. Faixas mais amplas não significam necessariamente, esforços menores. Contudo, quando se considera o número de circuitos modificados, constata-se haver uma relação direta de dependência entre eles. Faixas mais elevadas e de menor amplitude implicam em um número mais reduzido de circuitos modificados.

Outro fato importante diz respeito à relação entre os percentuais de compensação por circuito e os índices base prefixados para o despacho. Com a faixa de compensação em aberto, índices menores de redespacho significam menores percentuais individuais de alteração na reatância série do circuito. Todavia, quando a faixa é prefixada, nada se pode afirmar a respeito.

Observa-se ainda que, para sistemas de porte mais elevado com grande número de geradores disponíveis para participarem do redespacho, é possível empreender uma análise do problema por subsistemas. Desta forma, consegue-se restringir à área de interesse as modificações calculadas.

## 7.9 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados e discutidos os resultados das aplicações das metodologias desenvolvidas no presente trabalho, à determinação das alterações topológicas necessárias à correção da segurança dinâmica de 3 sistemas de energia elétrica escolhidos para os testes. A primeira metodologia - **RCF-SMN** - explora um procedimento matemático linear no cálculo das alterações paramétricas enquanto o segundo - **RCF-PNL** - particulariza a questão para as compensações série da rede, explorando as não-linearidades existentes. As simulações referem-se ao comportamento dinâmico do SEE frente a uma lista de contingências representando curto-circuito trifásico sólido, com tempo de eliminação particularizado para cada caso. Foram fixados índices de 1,00% e 3,00% de redespacho máximo por gerador por iteração e capacidade máxima de geração ilimitada. As simulações com a metodologia **RCF-SMN**, embora de sentido prático restrito, propiciaram uma visão mais ampla do processo de reconfiguração, foram utilizadas nas estratégias adotadas com o redespacho e serviram de comparação e referência à metodologia **RCF-PNL**.

As principais conclusões para as simulações feitas são as seguintes:

- Os resultados obtidos com a metodologia **RCF-SMN** na determinação conjunta dos parâmetros série e em derivação refletem, a cada iteração, a sensibilidade da rede aos deslocamentos do ponto de operação pré-defeito. As modificações se concentram basicamente nos parâmetros em derivação que respondem com a introdução de condutâncias para compensar os deslocamentos de potência ativa entre geradores. Embora de pouca utilidade prática na forma apresentada, soluções particularizadas para as susceptâncias em derivação mereçam maior atenção e estudo em separado. Os efeitos causados pelas alterações topológicas na rede elétrica acompanham aqueles produzidos pelo redespacho quando esta ação de controle é aplicada isoladamente. Este comportamento foi observado também com a margem de segurança;
- Nas simulações feitas com a metodologia **RCF-SMN**, restrita aos parâmetros série, a uniformidade evolutiva apresentada pelas alterações desaparece. O processo torna-se oscilatório, convergindo somente quando as alterações são monitoradas. Surgem oscilações e as não-linearidades existentes tornam-se aparentes. Os acréscimos obtidos na margem de segurança a cada iteração não têm, necessariamente, a mesma direção daqueles causados pela ação de

redespacho. O aparecimento de resistências negativas, ou até mesmo suas próprias modificações, comprometem a viabilidade prática desta ação de reconfiguração;

- No que se refere à metodologia **RCF-PNL**, os resultados, além de serem comparativamente superiores aos da metodologia **RCF-SMN**, cumprem o papel prático esperado. A margem mínima de segurança foi atingida em todas as simulações feitas, mesmo no caso mais severo representado pelos estudos com o sistema teste III. Neste caso, em razão da alternância da posição relativa das máquinas ao centro de ângulos a cada iteração, a dificuldade de convergência cresce e o número de iterações se eleva consideravelmente. Este fato todavia, não interfere de forma aparente no índice de esforço de compensação;
- O problema da correção da segurança, quando são considerados sistemas de porte elevado, pode ser resolvido por subsistemas. Neste caso, as contingências simuladas, bem como os geradores disponíveis para a ação de redespacho, devem pertencer à área de estudo. Desta forma, consegue-se restringir à área de interesse as modificações calculadas pelo algoritmo. Para os casos estudados em que a convergência é atingida, verifica-se que o índice de esforço de modificação de rede mantém-se praticamente inalterado, se comparado ao obtido quando o sistema completo é simulado. Ou seja, embora as modificações se distribuam de forma diferente, a estratégia de redespacho pouco interfere no esforço global de modificação para um deslocamento semelhante de margem de segurança.
- As propostas apresentadas baseiam-se na obtenção das alterações topológicas a partir do deslocamento do ponto de operação pré-defeito para uma região de maior segurança. No presente trabalho isto é conseguido a partir de modificações no despacho determinadas por uma direção viável **S**. Entretanto, qualquer outra estratégia poderia ter sido utilizada no deslocamento do estado do SEE no caso base. Os resultados mostraram que, embora todas as máquinas tenham sido consideradas habilitadas ao redespacho, pois este consiste numa ação intermediária apenas, a partição da potência ativa entre os geradores pode não ser a mais adequada quando a ação fim é a de reconfiguração da rede. Esta constatação sugere investigações posteriores.

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

#### 8.1 Introdução

Este trabalho teve por objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para a correção da segurança dinâmica de SEEs, considerando-se a estabilidade transitória, faltas tipo curto-circuito com retirada de equipamento, e ações de controle baseadas em alterações paramétricas dos circuitos que compõem o sistema. A principal contribuição apresentada consiste na ação de reconfiguração como instrumento de controle da segurança de SEEs, bem como no desenvolvimento, implementação e avaliação de desempenho das metodologias propostas para este fim.

#### 8.2 Conclusões Gerais

No âmbito do planejamento ou mesmo da operação, a análise das configurações que irão compor o sistema deve garantir a segurança dinâmica contra possíveis condições anormais devido a contingências. Os métodos correntes e a dimensão dos SEEs atuais tornam este problema bastante complexo e de difícil solução. Este contexto justifica o presente estudo ao tornar atrativa a disponibilidade de uma metodologia capaz de indicar aos analistas de SEEs, os possíveis estrangulamentos na rede e, por conseguinte, as necessidades de reforço no sistema de transmissão.

A literatura apresenta algumas técnicas para o controle da segurança dinâmica de SEEs. Contudo, dentro do que se pode averiguar, a reconfiguração de rede foi pouco, ou quase nada, explorada. Desta forma não se dispõe de resultados para comparação.

Foram propostas duas metodologias para resolver o problema da correção da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica via alterações topológicas na rede. A primeira, denominada **RCF-SMN**, é baseada na solução de mínima norma para resolução de sistemas lineares e a segunda, intitulada **RCF-PNL**, obtém a solução a

partir de um problema de programação não-linear. Os seguintes testes foram realizados para testar desempenho dos algoritmos:

### Metodologia RCF-SMN

→ Sistema Teste I (9 barras, 9 linhas e 3 geradores)

- Alterações conjuntas nos parâmetros série e em derivação, considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e todos os geradores disponíveis para este fim;
- Alterações somente nos parâmetros série, considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e todos os geradores disponíveis para este fim;
- Alterações somente nos parâmetros série, considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente os geradores I e II disponíveis para este fim;
- Alterações somente nas reatâncias série, considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e todos os geradores disponíveis para este fim;
- Alterações somente nas reatâncias série, considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente os geradores I e II disponíveis para este fim;

### Metodologia RCF-PNL

→ Sistema Teste I (9 barras, 9 linhas e 3 geradores)

- Alterações nas reatâncias série considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente compensações positivas sem limites prefixados;
- Alterações nas reatâncias série considerando um índice base de 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente compensações positivas com limites máximo e mínimo prefixados;

→ Sistema Teste II (45 barras, 73 linhas e 10 geradores)

- Alterações nas reatâncias série considerando índices de 3,00% e 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente compensações positivas sem limites prefixados;
- Alterações nas reatâncias série considerando um índice base de 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente compensações positivas com limites máximo e mínimo prefixados;

→ Sistema Teste III (118 barras, 273 linhas e 20 geradores)

- Alterações nas reatâncias série considerando um índice base de 1,00% de redespacho máximo por iteração e somente compensações positivas com limites máximo e mínimo prefixados.

A avaliação de desempenho das metodologias propostas foi feita tomando-se como referência seus objetivos fim e os resultados obtidos com os testes realizados.

As principais conclusões são:

- As modificações sugeridas pelos algoritmos propostos, ao serem implementadas na rede, promovem a correção da segurança dinâmica do SEE em estudo;
- A metodologia **RCF-SMN** mostrou-se numericamente estável na solução do problema da correção da segurança via alterações topológicas quando os parâmetros série e em derivação foram considerados conjuntamente. Contudo, o algoritmo encontrou dificuldades em resolver o problema quando somente os parâmetros série são considerados. Neste caso, um monitoramento das alterações a cada iteração, descartando as modificações ocorridas com a resitência e considerando somente reduções na reatância série, apresentou bons resultados. Sua grande vantagem reside no fato de resolver o problema numa única iteração. Além disto, a metodologia é bastante simples e de fácil formulação;
- A metodologia **RCF-PNL** mostrou-se numericamente estável na solução do problema. A formulação proposta tem maior flexibilidade uma vez que, permitindo a incorporação de restrições não-lineares ao problema, fornece resultados mais consistentes. A possibilidade de se calcular os valores dos deslocamentos de rede a partir da estimação do tamanho do passo, baseado no gradiente da função objetivo, permitiu conjugar a cada iteração mínimos desvios, observância das restrições impostas e melhoria da margem de segurança. Sua grande vantagem reside no fato de se obter, diretamente, os circuitos que devem ter suas reatâncias alteradas, bem como que correção deve ser feita, para que o sistema atinja a segurança desejada. Esta ação, conhecida como compensação série de redes, é bastante usual no controle dos sistemas elétricos. Além disto, a

metodologia permite ainda, que as correções no sistema ocorram somente dentro de uma faixa de compensação especificadas previamente.

- O número de iterações necessárias à convergência do processo de reconfiguração, numa ou noutra metodologia, depende dos deslocamentos feitos no ponto de operação pré-defeito pelo vetor  $S$ , a cada iteração. Constata-se que, para uma mesma margem de segurança atingida, percentuais mais baixos de redespacho implicam, necessariamente, em maior número de iterações. Em princípio, para os testes realizados, pode-se afirmar também que, maiores esforços de deslocamento de rede são obtidos quando o índice de redespacho é aumentado. Todavia, em razão da precisão simples especificada para as variáveis, simulações com índices de redespacho inferiores a 1,00% não foram consideradas;
- O deslocamento da margem de segurança necessário a garantir que o sistema opere numa região de maior segurança do ponto de vista da estabilidade transitória, afeta fortemente o esforço de modificação na rede. Nas simulações realizadas, especificou-se uma margem de segurança mínima de 0,200 a ser atingida, independentemente do SEE analisado. Entretanto, este valor, para que seja apropriado, deve ser especificado somente após a realização de estudos sobre o comportamento dinâmico do SEE. Desta forma, a margem de segurança mínima adotada nas simulações feitas, pode não estar condizente com o comportamento dinâmico dos SEEs escolhidos para teste. Assim, nos casos em que esta margem seja superior à margem de segurança mínima adequada ao sistema, caso pessimista, o esforço de modificação calculado está além do necessário;
- Para o caso de sistemas de porte mais elevado, pode-se dizer que as alterações topológicas guardam dependência com a localização não só das contingências que devem ser satisfeitas, como também, dos geradores disponíveis para a ação de redespacho. Se esta localização se apresenta de forma esparsa na rede e, durante o processo iterativo, as contingências se alternam no posto da contingência mais severa, o número de circuitos modificados cresce significativamente, no sentido de facilitar o escoamento de potência ativa dos geradores mais críticos durante o transitório, ora localizados num subsistema, ora noutro;

Finalmente, cabe lembrar que as metodologias propostas estão capacitadas para operar conjuntamente com qualquer algoritmo habilitado a promover no SEE um deslocamento em seu ponto de operação pré-defeito para uma região de maior segurança. O presente trabalho representa apenas o passo inicial na investigação da ação de reconfiguração como instrumento de controle da segurança dinâmica de SEEs.

### **8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros**

No sentido de dar continuidade às investigações iniciadas no presente trabalho, as seguintes sugestões são feitas para trabalhos futuros:

- Aprimorar os programas desenvolvidos no tocante à precisão das variáveis e da adequação da estratégia de redespacho à ação de reconfiguração;
- Utilizar a metodologia proposta por Minussi [40], redespacho via análise de sensibilidade, como ação de deslocamento do ponto de operação pré-defeito em comparação ao vetor  $S$  adotado;
- Utilizar a metodologia proposta por Bettiol [04], melhoria da segurança através do controle de tensão, como ação de deslocamento do ponto de operação pré-defeito em comparação ao vetor  $S$  adotado;
- Desenvolver e implementar analiticamente a ação de reconfiguração a partir de uma análise de sensibilidade da função margem de segurança aos parâmetros da rede elétrica;
- Investigar a aplicação de outras técnicas matemáticas na solução do problema de programação não-linear desenvolvido no capítulo 6, aproveitando a estrutura do algoritmo RCF-PNL proposto ;
- Identificar, para o caso de expansão da rede, a construção de novas linhas de transmissão entre pares de nós não interligados, criando novas opções para o escoamento dos fluxos, que proporcionem maior segurança dinâmica ao SEE;
- Incorporar aos estudos, critérios que englobem os custos com equipamentos, custos financeiros e retorno do investimento a longo prazo.

# APÊNDICE 1

## A SOLUÇÃO DE MÍNIMA NORMA

Um sistema do tipo  $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$  é dito compatível e indeterminado quando o número de equações linearmente independentes for menor que o número de incógnitas a serem determinadas. Dentre as infinitas soluções possíveis encontra-se aquela que garante ser o vetor  $\mathbf{x}$  a solução de mínima do problema [05].

Para tanto, considere por hipótese, o sistema  $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$  onde  $\mathbf{A}$  é de ordem  $m \times n$ ,  $\mathbf{x}$  de ordem  $n \times 1$  e  $\mathbf{b}$  de ordem  $m \times 1$ . Considere ainda que  $\mathbf{A}$  tem posto  $r_a = m$ . As  $m$  linhas de  $\mathbf{A}$  transpostas e conjugadas definem  $m$  vetores  $\mathbf{c}_i$ ,  $i = 1, \dots, m$  de  $n$  componentes cada, formando o espaço  $L(\mathbf{c}_i)$  gerado pelas linhas de  $\mathbf{A}^{*T}$ .  $L(\mathbf{c}_i)$  constitui-se num subespaço  $m$ -dimensional do espaço  $\mathbf{X}^n$  que contém os vetores  $\mathbf{c}_i$  e todas as infinitas soluções possíveis do sistema  $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$ .

Qualquer vetor em  $\mathbf{X}^n$  pode ser escrito como uma soma

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_1 + \mathbf{x}_2$$

sendo

$$\mathbf{x}_1 \in L(\mathbf{c}_i)$$

$$\mathbf{x}_2 \in L(\mathbf{c}_i)^\perp$$

onde  $L(\mathbf{c}_i)^\perp$  é um subespaço vetorial ortogonal a  $L(\mathbf{c}_i)$ .

Assim a norma de  $\mathbf{x}$ , neste caso, satisfaz a

$$\|\mathbf{x}\|^2 = \|\mathbf{x}_1\|^2 + \|\mathbf{x}_2\|^2.$$

A figura 49 ilustra esta decomposição para o caso de  $n = 3$  e  $m = 2$ .

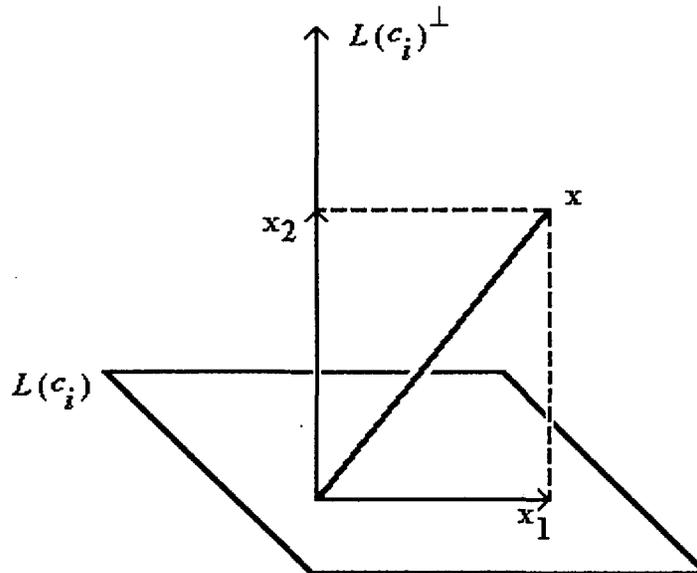


Figura 49 - Decomposição do vetor  $x$

Como  $x_2$  pertence ao subespaço  $L(c_i)^\perp$ , ortogonal a  $L(c_i)$ , tem-se

$$\langle c_i, x_2 \rangle = 0$$

ou ainda

$$Ax_2 = 0$$

e, por conseguinte

$$Ax = Ax_1 + Ax_2 = Ax_1 = b. \quad (64)$$

Para todo vetor  $x_1 \in L(c_i)$  pode-se escrever a seguinte combinação linear

$$x_1 = \sum_{i=1}^m \alpha_i c_i = A^{*T} \alpha \quad (65)$$

onde os  $\alpha_i$  são escalares.

Substituindo o valor de  $\mathbf{x}_1$  expresso em (65) na equação (64) obtém-se

$$\mathbf{A}\mathbf{A}^{*\mathbf{T}} \alpha = \mathbf{b}.$$

Como  $\mathbf{A}\mathbf{A}^{*\mathbf{T}}$  é de ordem  $m \times m$  o sistema acima pode ser resolvido para  $\alpha$  fornecendo

$$\alpha = (\mathbf{A}\mathbf{A}^{*\mathbf{T}})^{-1} \mathbf{b} \quad (66)$$

e, finalmente,

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_1 = (\mathbf{A}^*)^{\mathbf{T}} (\mathbf{A})^{\mathbf{\Gamma}} \mathbf{b}$$

onde

$(\mathbf{A}^*)^{\mathbf{T}} \rightarrow$  conjugada transposta de  $\mathbf{A}$

$(\mathbf{A})^{\mathbf{\Gamma}} \rightarrow$  pseudo-inversa de  $\mathbf{A}$ .

Em [05] mostra-se que  $\mathbf{x}_1$  é a única solução pertencente a  $L(\mathbf{c})$  que satisfaz  $\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b}$ . Qualquer outra solução terá uma componente  $\mathbf{x}_2 \in L(\mathbf{c})^\perp$  que tornará  $\|\mathbf{x}\|^2$  de valor superior.

## APÊNDICE 2

### Dados dos Sistemas Teste

#### A2.1 DADOS DO SISTEMA TESTE II

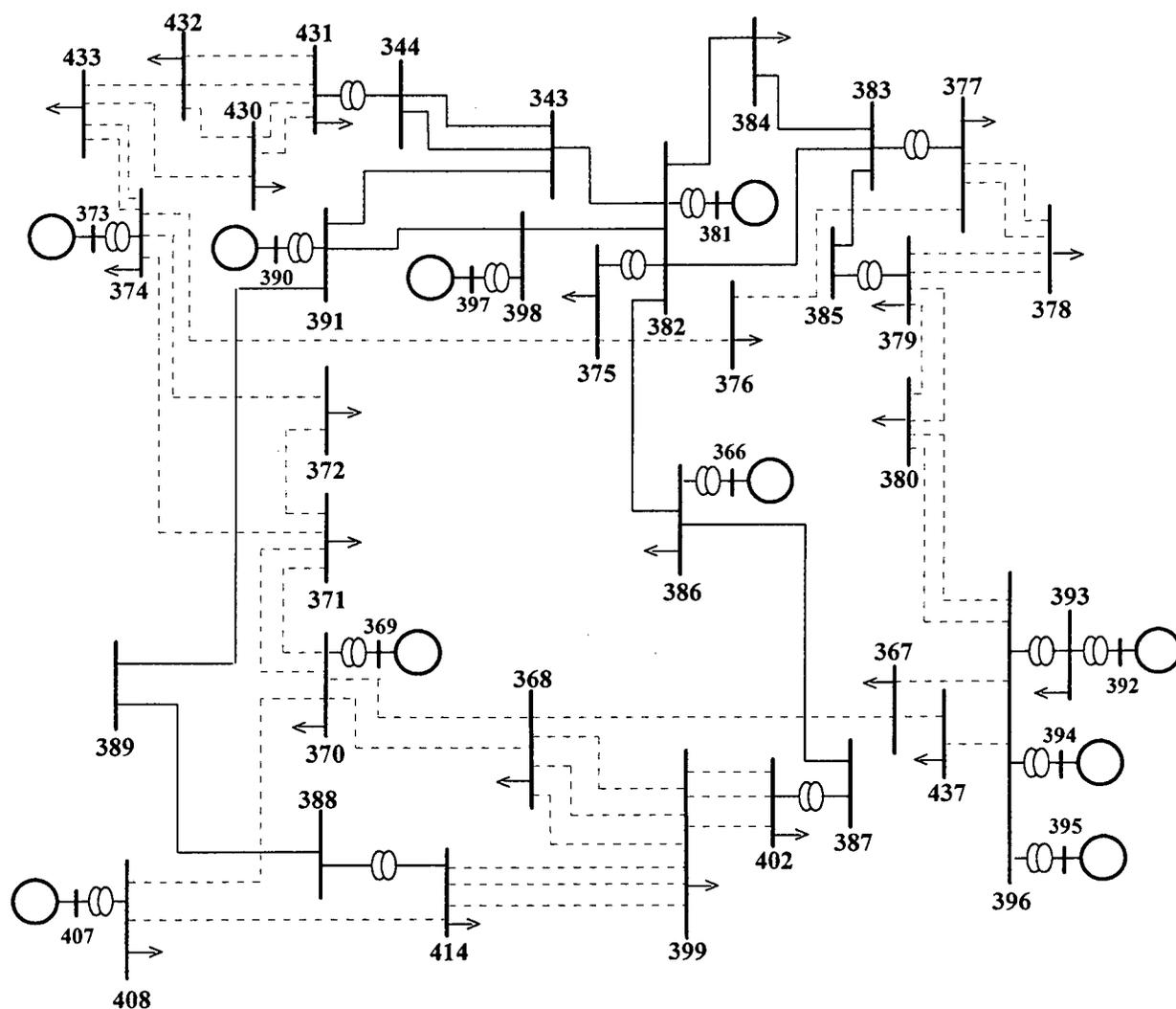


Figura 50 - Diagrama Unifilar do Sistema Teste II  
Baseado no Sistema Sul-Brasileiro

Tabela 15 - Sistema Teste II  
Dados de Barramento - Caso Base

Barra No.	T	Tensão (pu)	PG (MW)	QGmin (MVar)	QGmax (MVar)	PD (MW)	QD (MVar)	Cap/Reat (MVar)
343		1.034						-200
344		1.025						
366	1	1.020	650	-9999	9999			
367		0.967				177.0	68.0	
368		1.018				191.0	42.0	
369	1	1.040	210	-9999	9999			
370		1.010				171.0	18.5	
371		0.983				126.0	47.0	
372		0.987				46.0	14.7	
373	1	1.020	1020	-9999	9999			
374		1.013				281.0	56.5	
375		1.000				279.0	60.7	
376		0.974				130.0	29.4	
377		0.979				427.0	-25.0	
378		0.953				310.0	141.0	
379		0.958				424.0	90.6	
380		0.967				117.0	53.1	
381	1	1.022	1110	-9999	9999			
382		1.026						
383		0.982						-150
384		0.984				368.0	69.6	-150
385		0.965						
386		1.028				174.0	-8.2	-100
387		1.031						-150
388		1.034						-150
389		10.38						-150
390	1	1.018	1320	-9999	9999			
391		1.034						
392	1	1.030	90	-9999	9999			
393		0.995				126.0	39.8	
394	1	1.030	120	-9999	9999			
395	1	1.030	240	-9999	9999			
396		0.997						
397	2	1.02/0.0						
398		1.028						
399		1.034				813.0	110.0	
402		1.044				612.0	-455.0	
407	1	1.000	490	-9999	9999			
408		0.989				404.0	135.0	
414		1.040				393.0	-111.0	
430		0.992				262.0	13.2	
431		1.010				229.0	183.0	
432		0.980				184.0	60.2	
433		0.975				139.0	53.7	
437		0.965				90.1	55.3	

Tabela 16 - Sistema Teste II - Dados de Linhas e Transformadores

...continuação

Barra De	Barra Para	Res (%)	Reat (%)	MVAr (%)
343	344	0.07	1.450	166.100
343	344	0.07	1.450	166.100
343	382	0.18	2.270	227.210
343	391	0.14	2.040	244.750
344	431	0.0	0.630	
366	386	0.0	1.360	
367	368	3.86	19.85	34.000
367	396	0.96	4.910	8.420
367	437	0.33	1.670	28.590
368	370	4.63	23.78	40.840
368	370	4.63	23.78	40.840
368	399	1.77	9.100	15.850
368	399	1.77	9.100	15.850
368	399	1.77	9.100	15.850
369	370	0.0	4.600	
370	371	1.63	8.350	14.400
370	371	1.63	8.350	14.400
370	408	2.50	15.48	46.900
371	372	1.63	8.350	14.400
371	374	3.16	16.21	27.840
372	374	1.53	8.610	13.440
373	374	0.0	1.140	
374	375	3.06	15.23	27.020
374	433	3.44	17.60	30.400
374	433	3.44	17.60	30.400
375	376	2.45	12.56	20.410
375	382	0.0	3.000	
376	377	0.88	4.150	52.110
377	378	1.82	9.350	15.950
377	378	1.82	9.350	15.950
377	383	0.0	0.620	
378	379	1.54	7.760	13.500
378	379	1.54	7.760	13.500
379	380	2.16	11.05	18.630
379	380	2.16	11.05	18.630
379	385	0.0	0.620	
380	396	1.80	9.200	15.530

Barra De	Barra Para	Res (%)	Reat (%)	MVAr (%)
380	396	1.80	9.200	15.530
381	382	0.0	0.670	
382	383	0.19	2.800	335.760
382	384	0.19	2.740	328.670
382	386	0.14	1.950	239.680
382	398	0.05	0.700	83.920
383	384	0.05	0.690	82.160
383	385	0.12	1.750	209.700
386	387	0.21	3.090	371.830
387	402	0.0	0.620	
388	389	0.22	3.000	383.000
388	414	0.0	0.620	
389	391	0.14	1.950	239.700
390	391	0.0	1.140	
391	398	0.05	0.700	83.920
392	393	0.0	8.710	
393	396	0.0	5.900	
394	396	0.0	7.010	
395	396	0.0	4.500	
396	437	1.29	6.570	11.280
397	398	0.0	0.680	
399	402	0.22	1.110	2.320
399	402	0.22	1.110	2.320
399	402	0.19	1.010	2.040
399	414	2.07	9.330	17.180
399	414	1.68	9.300	17.200
399	414	1.76	9.840	17.980
407	408	0.0	2.360	
408	414	2.02	11.29	20.620
430	431	1.25	6.410	11.090
430	431	0.89	4.610	7.960
430	432	1.10	11.84	20.270
430	433	2.29	11.74	20.270
431	432	1.72	8.840	14.340
431	432	1.72	8.840	14.340
432	433	1.81	9.290	16.070

Tabela 17 - Sistema Teste II  
Dados das Máquinas Síncronas

Barra	$X'_d$ (%)	H(seg)
366	3.67	30.44
369	10.39	10.56
373	2.84	38.34
381	2.41	62.25
390	2.43	55.24
392	13.52	4.37
394	15.34	6.80
395	8.0	12.50
397	2.16	62.46
407	4.32	20.24

Tabela 18 - Sistema Teste II  
Lista de Contingências

No. da Contingência	Barra em Curto	Circuito Retirado	
		Barra de Origem	Barra de Destino
1	382	382	386
2	382	382	343
3	382	382	383
4	382	382	384
5	382	382	398
6	386	386	387
7	388	388	389
8	408	408	414
9	414	414	408
10	370	370	368
11	374	374	375
12	374	374	371
13	374	374	433
14	391	391	389
15	391	391	343
16	391	391	398

Tabela 19 - Sistema Teste II  
 Tempos Críticos e Margens de Segurança  
 Caso Base

No. da Contingência	Tempo Crítico (ciclos)	Margem de Segurança
11	5.4	-0.258
09	6.0	-0.073
10	7.8	0.440
07	10.2	0.658
14	17.4	0.912
13	20.4	0.948
08	21.0	0.955
12	21.6	0.963
02	25.2	0.969
04	25.2	0.972
01	25.8	0.972
03	25.2	0.973
05	25.2	0.978
06	25.2	0.990
15	NFE	NFE
16	NFE	NFE

NFE → Não foi encontrado

## **A2.2 DADOS DO SISTEMA TESTE III (IEEE-118)**

Tabela 20 - Sistema Teste III  
Lista de Contingências

No. da Contingência	Barra em Curto	Circuito Retirado	
		Barra de Origem	Barra de Destino
1	26	26	25
2	26	26	30
3	42	42	40
4	42	42	41
5	01	01	02
6	02	02	12
7	03	03	05
8	04	04	11
9	11	11	12
10	13	13	15
11	15	15	17
12	17	17	113
13	42	42	49
14	10	10	09
15	27	27	115
16	30	30	38
17	29	29	31
18	36	36	35
19	49	49	50
20	108	108	109

Tabela 21- Sistema Teste III  
 Tempos Críticos e Margens de Segurança  
 Caso Base

No. da Contingência	Tempo Crítico (ciclos)	Margem de Segurança
13	7.2	-1.000
02	7.2	-0.978
08	10.2	0.173
01	11.4	0.383
19	12.6	0.524
16	13.8	0.573
20	13.8	0.576
09	13.8	0.590
12	18.6	0.766
11	28.2	0.851
07	29.4	0.853
03	22.2	0.874
04	22.2	0.876
06	37.2	0.881
10	46.8	0.900
05	47.4	0.910
15	42.0	0.940
18	NFE	NFE
14	NFE	NFE
17	NFE	NFE

NFE → Não foi encontrado

Obs: Todas as potências ativas e reativas especificadas para as barras de geração e para as barras de carga foram acrescidas em 40% em relação ao caso base original encontrado na literatura.

## REFERÊNCIAS

- [01] - ATHAY, T.; PODMORE, R.; VIRMANI, S. - "A Practical Method for The Direct Analysis of Transient Stability - IEEE Trans. PAS, 1977, vol PAS-98, pp. 573-584.
- [02] - ATHAY, T.; SHERRY, V.R.; PODMORE, R.; VIRMANI, S.; PUECH, C.; - "Transient Energy Stability Analysis" - Conference on System Engineering for Power: Emergency Operating State Control - Section IV, Davos, Switzerland, 1979.
- [03] - ANDERSON, P.M. & FOUAD, A.A. - "Power System Control and Stability" - The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- [04] - BETTIOL, A.L. - "Melhoria de Segurança Dinâmica em Sistemas Elétricos de Potência Através do Controle de Excitação" - Dissertação de Mestrado, EEL-UFSC, Florianópolis - SC - Brasil - 1992.
- [05] - BROGAN, W.L. - "Modern Control Theory", Prentice - Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, USA, 1985.
- [06] - CIGRÉ - Report - "Assessment of Practical Fast Transient Stability Methods - State of Art report"- CIGRÉ task Force 38.02.09 ,jul/1992.
- [07] - DECKER, I. C. - "Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Potência Usando o Conceito de Superfície Limite de Energia Potencial" - Dissertação de Mestrado, EEL - UFSC, Florianópolis - SC - Brasil, 1984.
- [08] - DORAISWAMI, R. & FONSECA, L.G.S. - "A Fast and Reliable Dominion of Transient Stability for Multi-machine Power System"- IEEE Winter PES Power Meeting, Paper A-77-060-7, N. York, USA, 1977.

- [09] - DUBE, R. - "Series Compensation provides the Key" - MPS: Modern Power Systems, pp. 33-37, London, England, Jun/1992.
- [10] - ELGERD, O. I. - "Electric Energy Systems Theory" - McGraw-Hill Book Company, Singapore - 1985.
- [11] - EL-KADY, M. A.; TANG, C. K.; CARVALHO, V. F.; FOUAD, A. A.; VITTAL, V. - "Dynamic Security Assessment Utilizing The Transient Energy Function Method" - IEEE Trans. Power Systems, Vol. PWRS-1, Nº 3, pp. 284-291, 1986.
- [12] - FONSECA, L.G.S. - "Determinação de Domínios de Estabilidade para Uso em Planejamento e Operação de Sistemas de Potência" - Tese de Doutorado - COPPE - UFRJ - Rio de Janeiro - RJ - Brasil, 1976.
- [13] - FONSECA, L.G.S. & BETTIOL, A.L. - "Melhoria da Segurança Dinâmica em Sistemas Elétricos de Potência Através do Controle de Tensão" - IX Congresso Brasileiro de Automática - Vol. I, pp. 274-279, Vitória - ES - Brasil, 1992.
- [14] - FONSECA, L.G.S. & CARDOSO, E.N. - "Correção da Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica Via Alterações Topológicas da Rede" - LATINCON 92 - Conferencia Latino-Americana del IEEE - pp. 58-64, Santiago - Chile, 1992.
- [15] - FONSECA, L.G.S. & CARDOSO, E.N. - "Correção da Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica Via Alterações Incrementais das Admitâncias da Rede" - X Congresso Chileno de Ingenieria Electrica, pp. A207-A212, Valdivia, Chile, 1993.
- [16] - FONSECA, L.G.S. & CARDOSO, E.N. - "Correção da Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica Via Compensação Série das Reatâncias da Rede" - X Congresso Brasileiro de Automática e VI Congresso Latino Americano de Automática, Vol I, pp. 269-274, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- [17] - FONSECA, L. G. S. & DECKER, I. C. - "Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Potência pela Monitoração das Trajetórias Aproximadas após Perturbação" - I Congresso Latino Americano de Automática e V Congresso Brasileiro de Automática - Campina Grande - PB - Brasil, 1984.
- [18] - FONSECA, L.G.S. & DECKER, I.C.- " Iterative Algorithm for Critical Energy Determination in Transient Stability of Power Systems" - IFAC - Symposium Planning & Operation in Electric Energy Systems, pp. 483 - 489, Rio de Janeiro, RJ - Brasil, 1985.
- [19] - FONSECA, L.G.S.; DECKER, I.C.; PEDROSO, A.S.- " Estudo Comparativo de Métodos de Avaliação da Estabilidade Transitória"- ERLAC - CIGRE - Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 1989.
- [20] - FONSECA, L.G.S. & MINUSSI, C.R. - " Correção da Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica considerando Falhas Tipo Curto-Circuito" - VIII Congresso Chileno de Engenharia, Chile, 1989.
- [21] - FONSECA, L. G. S. & MINUSSI, C. R. - " Redespacho de Geração para Controle da Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica através da Análise de Sensibilidade" - VIII Congresso Brasileiro de Automática, - vol. II, pp. 735-740 - Belém - PA - Brasil, 1990.
- [22] - FONSECA, L. G. S. & MINUSSI, C. R.; COLVARA, L. D. - " Melhoria da Segurança em Sistemas de Potência considerando a Estabilidade Transitória" - IV Congresso Brasileiro de Automática, - pp. 433-438 - Campinas - SP - Brasil, 1982.
- [23] - FONSECA, L.G.S. & PEDROSO, A.S. - " Correção da Segurança Dinâmica em Sistemas de Grande Porte Via Redespacho" - VIII Congresso Brasileiro de Automática, - vol. II, pp. 728-734 - Belém - PA - Brasil, 1990.

- [24] - FONSECA, L.G.S.; SAVI, T.C.O.; MOROZOWSKI F<sup>o</sup>, M. - " Redespacho da Geração Visando Melhoria da Segurança" IV Congresso Brasileiro de Automática, pp. 502-507, Campinas, SP, Brasil, 1982.
- [25] - FOUAD, A.A. - " Transient Stability Margins a Tool for Dynamic Security Assessment"- EPRI Report EL-1755 - Pitsway - Maryland - USA, 1981.
- [26] - FOUAD, A. A. & STANTON, S. E. - " Transient Stability of Multimachine Power System. Part I: Investigation of System Trajectories" - IEEE paper No 81WM078-5 at the Power Engineering Society Meeting Atlanta, Ga., USA, 1981.
- [27] - GLESS, G. E. - " Direct Method of Lyapunov Applied to Transient Power Systems Stability" - IEEE Trans. PAS., vol 85, pp. 159 - 168, 1966.
- [28] - GOLUB, G. H. & VAN LOAN, C. F. - " Matrix Computations " - The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Maryland, USA, 1984.
- [29] - GROSS, C. A. - " Power System Analysis " - John Wiley & Sons - New York, USA, 1986.
- [30] - GULACHENSKI, E. M. & UNDRILL, J. M. - "Sample Power System Data for E.E.I. Research" - On-line Stability Analysis Study - Report RP 90-1 for the Edison Electric Institute - North American Rockwell Information Systems company - pp. I-36 - I-51 - USA, 1967.
- [31] - GUPTA, C.L. & EL-ABIAD, A.H. - " Determination of the Closest Unstable Equilibrium State for Lyapunov Methods in Transient Stability Studies" - IEEE Trans. PAS., Vol 95, pp. 1699-1712, 1976.
- [32] - HEYDT, G. T. - " Computer Methods for Power Systems " - Macmillan Publishing Company, New York, USA, 1976.
- [33] - JUDICE, E. D. - "Funções de Várias Variáveis" - Instituto de Ciências Exatas - UFMG, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, 1977.

- [34] - KAKIMOTO, N.; OHSAWA, Y.; HAYASHI, M. - "Transient Stability Analysis of Electric Power Systems via Luré Type Lyapunov Function, Parts I and II", Trans IEE of Japan, Vol. 98, pp. 63-79, 1978.
- [35] - LEMMON, W. W.; MAMANDUR, D. R. C.; BARCELO, W. R. - "Transient Stability Prediction and Control in Real-Time by QUEP", IEEE Trans. PAS., Vol 4, Nº. 2, pp. 627-642, 1989.
- [36] - MAGNUSSON, P.C. - "Transient Energy Method of Calculating Stability" - AIEE Trans., vol. 66, pp. 747-744, 1947.
- [37] - MARTINS, A.C.B. - "Método SLEP para Avaliação Rápida da Estabilidade Transitória de um Sistema de Potência - Aplicação a um Caso Real" - Dissertação de Mestrado, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1993.
- [38] - MICHEL, A. N.; FOUAD, A. A.; VITTAL, V. - "Power Systems Transient Stability using individual Machine Energy Function" - IEEE - Trans. PAS., vol. 30, nº. 5, 1983.
- [39] - MILLER, T.J.E. - "Reactive Control in Electric Systems" - John Wiley & Sons, Inc., USA, 1982.
- [40] - MINUSSI, C. R. - "Controle de Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica" - Tese de Doutorado - EEL-UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 1990.
- [41] - MONTOYA, D. N. - "Cálculo da Capacidade de Intercâmbio Simultâneo em Sistemas Interligados com Restrições de Estabilidade Transitória" - Dissertação de Mestrado, EEL - UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 1990.
- [42] - PAI, M. A. - "Power Systems Stability Analysis by Direct Method of Lyapunov" - vol. 3, North Holland Publishing Company, 1981.
- [43] - PAI, M. A. - "Energy Function Analysis for Power Systems Stability" - Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, USA, 1989.

- [44] - PAI, M.A.; SAUER, P.W.; DEMAREE, K.D. - " Direct Methods of Stability Analysis in Dynamic Security Assessment" - Proc. 9th IFAC World Congress, Budapest, 1984.
- [45] - PEDROSO, A.S. - " Comparisons Between Current Method and Fast Transient Stability Methods" - Colloquium on Power System Dynamic Performance - CIGRÉ, pp. 221-223 - Florianópolis - SC - Brasil - 1993.
- [46] - PEDROSO, A.S. - " Integração da Segurança Dinâmica nos Sistemas de Gerência de Energia" - 2º SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos - - CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais , Belo Horizonte/MG, Brasil, 1994.
- [47] - RIBBENS-PAVELLA, M. & EVANS, P. J. - " Direct Methods for Studying Dynamics of Large - Scale Electric Power Systems - A Survey" - Automática, Vol. 21, pp. 1-21., Brasil, 1985.
- [48] - RIBBENS-PAVELLA, M.; VAN CUTSEN, Th. & ROSSEAU, P. - " On-Line Stability Analysis in Dynamic Systems" IFAC - Symposium Planning & Operation in Electric Systems, pp. 23-33, Rio de Janeiro/RJ - Brasil, 1985.
- [49] - TAVORA, C. J. & SMITH, O. J. M. - " Characterization of Equilibrium and Stability in Power Systems" - IEEE Trans. PAS., - vol. 91, Nº. 3, pp. 1127-1130, 1972.
- [50] - TAYLOR, A. E. & MANN. R. W. - " Advanced Calculus " , Xerox, Boston, Mass, USA, 1972.
- [51] - VITTAL, V.; SHOU, E-Z; HWANG, C.; FOU, A. A - " Derivation of Stability Limits Using Analytical Sensivity of the Transient Energy Margin" - IEEE Trans. PAS.; Vol. 4, Nº. 4, pp. 1363-1372, 1989.
- [52] - WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION - " Electrical Transmission and Distribution Reference Book"- Westinghouse Electric Corporation, 4<sup>th</sup> Ed., East Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 1964.

- [53] - WILLEMS, J.L. - " Stability Theory of Dynamical Systems " - Thomas-Nelson & Sons, U.K., 1970.
- [54] - XUE, Y.;VAN CUTSEM, TH.;RIBBENS-PAVELLA, M.-"Real-Time Analytic Sensitivity Method for Transient Security Assessment and Preventive Control, IEE Proc., vol 135, Pt.C, No.2, pp. 107-116, 1988.
- [55] - XUE, Y. & RIBBENS-PAVELLA, M. - " Extended Equal Area Criterion: An Analytical Ultra-Fast Method for Transient Stability Assessment and Preventive Control of Power Systems" - Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, No. 2, pp. 131-149, 1989.