TESE
1034

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Maria Alzira Noli Silveira

Itajubá - MG - Brasil
Novembro de 1998

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

EFEI

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Maria Alzira Noli Silveira

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Dissertação submetida ao

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA EFEI

Como requisito parcial para obtenção do grau de

Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientadores Prof. Armando Martins Leite da Silva - EFEI

João Carlos de Oliveira Mello - CEPEL

NOVEMBRO DE 1998

ITAJUBÁ - MG - BRASIL

Ministério da Educação e do Desporto
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

ANEXO I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 306 de 26 de novembro de 1998, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **"Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão"** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, à **Maria Alzira Noli Silveira**.

Itajubá, 27 de novembro de 1998.

Prof. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador - UFF

Prof. José Wanderley Marangon Lima
2º Examinador – EFEI

Dr. João Carlos de Oliveira Mello
3º Examinador – Co-orientador - CEPEL

Prof. Armando Martins Leite da Silva
4º Examinador – EFEI - Orientador

Ministério da Educação e do Desporto

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

ANEXO II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão".**

Autora: Maria Alzira Noli Silveira

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	AMLS.

Resultado Médio: Conceito A, ou seja, Aprovada

Observações: _____

Itajubá, 27 de novembro de 1998.

Prof. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador – UFF

Prof. José Wanderley Marangon Lima
2º Examinador – EFEI

Dr. João Carlos de Oliveira Mello
3º Examinador – Co-orientador - CEPEL

Armando M. Leite da S.

Prof. Armando Martins Leite da Silva
4 º Examinador - EFEI – Orientador

Dedico esta Dissertação aos meus Filhos Luiza e Mauro.

Ao meu marido Luiz Mauro.

Aos meus Pais.

Agradecimentos

- Agradeço primeiramente aos meus orientadores e amigos Prof. Armando e João Carlos pela dedicação e excelente orientação ao longo deste trabalho.

- Agradeço ao amigo Albert pelo incentivo e colaborações ao longo deste trabalho.

- A todos que me incentivaram e ajudaram. Aqui se encontram incluídos não só os amigos pessoais, mas todos que contribuíram de alguma forma para que eu realizasse este trabalho. Quero agradecer em especial à Cristina, da EFEI, colaborando nos processos de matrícula, aos colegas de FURNAS Marcio Sereno e Sumara pela ajuda e incentivo e ao Dornellas por sua colaboração.

- Agradeço ao Luiz Mauro, Luiza e Mauro pela paciência e carinho.

- Finalmente aos meus Pais, pelo apoio e confiança dedicados ao longo de toda a minha vida.

RESUMO

Foi proposta, nesta dissertação de mestrado, uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão para a entrada de novos geradores levando-se em conta os aspectos de confiabilidade bem como o custo da transmissão. Esta avaliação será feita através do *custo marginal de curto-prazo por barra*, que indica a sensibilidade de uma injeção numa determinada barra em relação aos índices de confiabilidade.

São apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste Brasileiro, para o período 1999 - 2002, bem como o efeito da incerteza na carga sobre os índices. Os resultados são mostrados para o sistema, por área e até mesmo por barra. Os índices são desagregados por tipo de falha e por nível hierárquico.

São listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Em seguida é mostrado o efeito, sobre a *EENS*, da consideração de novas gerações nas barras que apresentarem os mais elevados custos marginais no ano de 1999.

Foi utilizado neste trabalho o sistema computacional *NH2* (Nível Hierárquico 2), que tem por objetivo calcular índices de confiabilidade de sistema de geração e transmissão sob o enfoque de regime permanente, ou seja, de adequação.

ÍNDICE

Agradecimentos i

Resumo iii

Lista de Figuras viii

Lista de Tabelas x

Lista de Abreviaturas e Símbolos xii

1 INTRODUÇÃO..... 1

1.1 Considerações Gerais..... 1

1.2 Desenvolvimento Histórico..... 4

1.3 Estrutura da Dissertação..... 6

2 MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA..... 8

2.1 Introdução..... 8

2.2 Modelagem Estocástica dos Componentes de um Sistema de Potência..... 11

2.2.1 Indisponibilidade dos Componentes..... 12

2.2.2 Modelagem Estocástica da Carga..... 18

2.3 Representação Estocástica e um Sistema de Potência..... 21

2.3.1 Representação por Espaço de Estados..... 21

2.3.2 Representação cronológica..... 29

2.4 O valor da Confiabilidade..... 35

2.5 Comparações e Conclusões..... 38

3 ROTEIRO BÁSICO PARA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE COMPOSTA.. 40

3.1 Introdução..... 40

3.2 Principais Etapas para Realização de uma Análise de Confiabilidade Composta..... 40

3.2.1 Base de Dados..... 40

3.2.2 Representação da Carga..... 42

3.2.3 Montagem dos Casos Base de Cada Cenário..... 42

3.2.4 Análise de Adequação..... 43

3.2.5 Análise de Confiabilidade..... 50

3.3 Conclusões..... 52

4 CUSTOS MARGINAIS EM SISTEMAS COMPOSTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO..... 53

4.1 Introdução..... 53

4.2 Aplicação em Sistemas Elétricos..... 55

4.2.1 Tarifação..... 55

4.2.2 Estudos de Planejamento e Operação..... 57

4.2.3 Cálculo dos Custos Marginais em Sistemas Elétricos..... 60

4.3 Avaliação do Custo Marginal para o Problema de Confiabilidade..... 63

4.4 Conclusões..... 64

5 CONFIABILIDADE DO SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO..... 66

5.1 Introdução..... 66

5.2 Casos Processados..... 66

5.3 Índices de Confiabilidade Considerando o Modelo de Carga Completo.. 69

5.3.1 Índices do Sistema..... 69
5.3.2 Índices por Área..... 70
5.4 Índices de Confiabilidade do Patamar 1 - Carga Pesada..... 72
5.4.1 Índices do Sistema..... 72
5.4.2 Índices por Área..... 73
5.4.3 Índices por Barra..... 79
5.4.4 Índices por Modo de Falha..... 79
5.5 Fatores que Influenciam os Índices de Confiabilidade..... 81
5.5.1 Impacto das Falhas de Geração, Transmissão e Compostas..... 81
5.5.2 Representação de Incerteza na Carga..... 85
5.6 Conclusões..... 87

6 CUSTOS MARGINAIS DE CONFIABILIDADE NO SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO..... 88
6.1 Introdução..... 88
6.2 Custos Marginais de Confiabilidade..... 88
6.2.1 Ano de 1999..... 89
6.2.2 Ano de 2000..... 99
6.2.3 Ano de 2001..... 101
6.3 O Impacto na Confiabilidade com a Entrada de *PIE*..... 104
6.3.1 Avaliação em Funil..... 110
6.3.2 Avaliação em Grajaú..... 113
6.3.3 Avaliação em Cascas..... 115
6.3.4 Avaliação em Rocha Leão..... 116
6.4 Influência da Demanda nos Custos Marginais..... 119
6.5 Custos Marginais dos Circuitos..... 121

6.6 Conclusões..... 122

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS..... 124

APÊNDICE A - DESCRIÇÃO DO MODELO NH2..... 128

REFERÊNCIAS..... 136

LISTA DE FIGURAS

2.1 Níveis Hierárquicos do Sistema de Potência..... 9

2.2 Modelo a dois Estados..... 13

2.3 Modelo a três Estados..... 14

2.4 Modelo a Cinco Estados do Elo de Corrente Contínua de Itaipú..... 16

2.5 Diagrama de Transição para Circuitos Duplos..... 17

2.6 Curva de Carga Hipotética..... 19

2.7 Diagrama de Transição para um Ciclo de Carga Hipotético..... 20

4.1 O Nível Ótimo de Confiabilidade..... 59

5.1 Evolução da *LOLC* por Área 70

5.2 Evolução da Relação *EPNS* / carga por Área com o Modelo Completo de Carga..... 72

5.3 Evolução da *EENS* por Área no Período - Carga Pesada..... 74

5.4 Evolução da Participação de cada Área na *EPNS* Total..... 76

5.5 Evolução da Relação *EPNS* / Carga no Período por Área - Carga Pesada..... 77

5.6 Comparação entre os Valores Obtidos com o Modelo Completo de Carga e Patamar Pesado - *EENS*..... 78

5.7 Comparação entre os Valores Obtidos om o Modelo Completo de Carga e Patamar Pesado - *EPNS* / Carga..... 78

5.8 *EENS* Desagregada por Modo de Falha..... 79

5.9 Contribuições Relativas dos Eventos para a *EENS*..... 84

5.10 Influência da Incerteza na Carga nos Índices *LOLP* e *EENS*..... 86

6.1 Custos Marginais do Vale do Paraíba Fluminense..... 92

6.2 Custos Marginais no Grande Rio..... 92

6.3 Custos Marginais - Região Norte Fluminense e Espírito Santo..... 93

6.4 Custos Marginais Mais Elevados por Sub-Região da Área RJ/ES..... 94

6.5 Diagrama Unifilar Simplificado da Região do Vale do Paraíba..... 95

6.6 Custos Marginais Mais Elevados por Sub-Região da Área Centro-Oeste..... 98

6.7 Custos Marginais - Comparação entre Áreas..... 99

6.8 Evolução dos Custos Marginais no Período 1999 - 2001..... 104

6.9 Variação na *EENS* com a Adição de 50 MW..... 107

6.10 Variação nos Custos Marginais de Confiabilidade com a Adição de 50 MW -1999..... 108

6.11 Erro Ocorrido na estimativa do Impacto na *EENS* do Sistema..... 109

6.12 Impacto na *EENS* com a Adição de Geração em Funil - (1999)..... 112

6.13 Influência do Acréscimo de 50 MW em Funil na *EENS* por Região..... 113

6.14 Impacto na *EENS* com a Adição de Geração em Grajaú - 1999..... 114

6.15 Impacto na *EENS* com a Adição de Geração em Cascas - 1999..... 116

6.16 Impacto na *EENS* com a Adição de Geração em Rocha Leão - 1999..... 118

6.17 Influência da Incerteza na Carga nos Custos Marginais..... 120

Lista de Tabelas

5.1 Modelo de Carga..... 67

5.2 Multiplicador do *SIL* por Tensão..... 68

5.3 Capacidade Instalada e Carga do Sistema Sudeste/Sul..... 68

5.4 Índices Considerando o Modelo de Carga Completo..... 69

5.5 Índices por Região Considerando o Modelo de Carga Completo..... 71

5.6 Índices do Patamar de Carga Pesada..... 73

5.7 *EPNS* por Área..... 75

5.8 *EENS* da carga pesada por barra da região Centro-Oeste - 1999..... 80

5.9 Índices Patamar 1 Ano 1999 - Transmissão/Geração/Composta..... 83

5.10 Índices Patamar 1 Ano 1999 - Transmissão/Geração/Composta por Área..... 84

5.11 Influência da Incerteza da Carga sobre os Índices de Confiabilidade..... 85

6.1 Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Vale do Paraíba Fluminense... 89

6.2 Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Grande Rio e Sul Fluminense. 90

6.3 Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Norte Fluminense e E. Santo.. 91

6.4 Custos Marginais na Área São Paulo..... 94

6.5 Custos Marginais na Área Minas Gerais..... 96

6.6 Custos Marginais Região de Mato Grosso..... 97

6.7 Custos Marginais na Área Goiás/Brasília..... 98

6.8 Custos Marginais - Região de Mato Grosso 1999 e 2000..... 100

6.9 Custos Marginais - Região Goiás/Brasília 1999 e 2000..... 101

6.10 Custos Marginais - Região Rio 1999 e 2001..... 102

6.11 Custos Marginais - Região Mato Grosso 1999 - 2001..... 103

6.12 Vaiação nos Índices de Confiabilidade com a Introdução de Geração..... 105

6.13 Variação da *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Funil... 111

6.14 Influência na *EENS* por Região..... 112

6.15 Vaiação na *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Grajaú. 114

6.16 Vaiação na *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Cascas 115

6.17 Variação nos Índices de Confiabilidade com a Introdução de Geração em Rocha Leão..... 117

6.18 Impacto nas Contribuições Transmissão/Geração/Composta..... 119

6.19 Influência da Incerteza da Carga sobre os Custos Marginais das Barras. 120

6.20 Custos Marginais de Circuitos..... 121

6.21 Impacto nos Índices de Confiabilidade com a Duplicação do Circuito de mais Elevado Custo Marginal..... 122

Lista de Abreviaturas e Símbolos

LOLC - *Loss of Load Cost*

LOLP - *Loss of Load Probability*

LOLE - *Loss of Load Expectation*

EPNS - *Expected Power not Supplied*

EENS - *Expected Energy not Supplied*

LOLF - *Loss of Load Frequency*

LOLD - *Loss of Load Duration*

NH0 - Nível Hierárquico 0

NH1 - Nível Hierárquico 1

NH2 - Nível Hierárquico 2 / Programa para cálculo de Confiabilidade Composta

NH3 - Nível Hierárquico 3

NERC - *National Electric Reliability Council.*

AC - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

SGC - Sub Grupo de Confiabilidade

λ - Notação para taxa de falha ou transição entre estados

μ - Notação para taxa de reparo

F(x) - *Função Teste do Sistema x*

E(.) - Operador Valor Esperado

N-1 - Notação Utilizada para o Critério de dimensionar a Rede de Transmissão para Suportar Qualquer Contingência Simples.

β - Coeficiente de Variação

D - Duração Total

MODCAR- Programa auxiliar para o cálculo dos patamares de carga e as taxas de transição entre estes.

fluxo DC - Fluxo de Potência Linearizado

barras *PV*- Barra de Tensão Controlada nos Estudos de Fluxo de Potência

CAG - Controle Automático de Geração

LTC - Load Tap Change

PIE - Produtor Independente de Energia

Q - Quantidade de Produção

P - Preço

L - Lucro Total da Empresa

C(q) - Função de Produção

π_d - Custo Marginal da Carga

π_g - Custo Marginal da Geração

π_f - Custo Marginal dos Circuitos

GTPD - Grupo de Trabalho do Plano Decenal

SIL - Surge Impedance Load

CMCP - Custo Marginal de Curto Prazo

IS - Índice de Severidade

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Gerais

A indústria de energia elétrica vem passando por uma restruturação em, praticamente, todo o mundo. Em alguns países, como a Inglaterra e o Chile, estas reformas já foram implementadas e em outros, como no Brasil, o processo está em curso. De modo geral, estas mudanças têm por objetivo alcançar uma maior eficiência na produção de energia elétrica através da competição. O setor de energia elétrica é tradicionalmente dividido em três zonas funcionais de atividades: Geração, Transmissão, e Distribuição.

A Transmissão é um monopólio natural, pois é uma atividade onde a escala mínima eficiente de produção é muito grande, requerendo, portanto, uma única empresa para atender plenamente o mercado de uma determinada região. Isto implica numa necessidade de forte regulamentação que deve ser exercida pelo governo federal. Já a geração é uma atividade onde a economia de escala necessária para um bom desempenho permite diversos concorrentes, não caracterizando um monopólio natural.

Na busca de uma maior eficiência e de modo a permitir a livre competição na geração, muitos países estão desagregando suas empresas de eletricidade separando as atividades de geração, transmissão e distribuição e criando um novo setor de comercialização responsável por negociar a energia que passa a ser tratada como uma *commodity*. Dentro desta verdadeira revolução no setor elétrico, o número de agentes com acesso à rede cresce substancialmente. Dois novos agentes surgem neste novo ambiente: o produtor independente de energia e o acessante da rede (*wheeler*).

Foi introduzida no Brasil a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (*PIE*) em 07 de julho de 1995 quando a Lei N° 9074 estabeleceu que "Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco". O Produtor Independente de Energia Elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização. Os produtores independentes são os produtores de energia não concessionários ou co-geradores.

A introdução de um modelo competitivo na geração é conceitualmente simples e direto. Agentes privados, como produtores independentes, decidem a construção de novas usinas e competem para venda de energia a empresas distribuidoras ou a grandes consumidores. Entretanto, neste novo ambiente competitivo, o sistema de transmissão tem que ser levado em conta, principalmente no caso Brasileiro, onde a rede é composta por linhas longas que interligam grandes bacias. Portanto, torna-se necessário desenvolver regras que permitam o compartilhamento da rede de transmissão por todas as empresas.

Em sistemas térmicos, o custo do combustível é um mecanismo natural para competição entre os diversos agentes. Em um sistema predominantemente hidráulico este mecanismo não é tão óbvio.

A decisão quanto à localização e ao montante de novos geradores vão depender do custo e disponibilidade de combustível e do custo do serviço transmissão prestado pelas empresas provedoras deste serviço. Estas empresas serão responsáveis pelos investimentos na rede e pela diferença entre os custos de operação levando-se em conta as restrições de transmissão e o custo da operação tipo barra única, onde a transmissão não é considerada. Dentro destas diferenças do custo de operação, um dos pontos mais importantes para o sistema de transmissão é o impacto na confiabilidade do sistema. Este impacto pode ser medido através da variação do Valor Esperado do Custo do Corte de Carga (e.g. *LOLC - loss of load cost*) do sistema com a entrada de novos agentes.

Será proposta, nesta dissertação de mestrado, uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão para a entrada de novos geradores levando-se em conta os aspectos de confiabilidade bem como o custo da transmissão. Esta avaliação será feita através do *custo marginal de confiabilidade por barra*, que indica a sensibilidade de uma injeção numa determinada barra em relação aos índices de confiabilidade. Neste contexto, a avaliação de confiabilidade não poderá mais limitar-se à adequação da geração e transmissão no atendimento aos consumidores. Deverá também estimar o impacto de novas transações de transmissão, operações não convencionais de produtores independentes etc., na confiabilidade do sistema.

Tais mudanças estendem o conceito da análise de adequação do sistema, onde apenas os índices de corte de carga (e.g. *Loss of Load Probability - LOLP*, *Expected Energy Not Supplied - EENS*, *Loss of Load Frequency - LOLF*, etc.), devido a violações de limites dos elementos da rede e de tensão em barramentos, são considerados. Os novos serviços prestados pela rede demandam o cálculo de novos índices para melhor caracterizar a adequação desta rede. Portanto, uma análise de adequação deve estimar além dos índices usuais, o grau de cumprimento dos contratos pelos produtores independentes aos seus consumidores, da rede como provedora do serviço de transporte, o impacto dos acessantes à rede no desempenho global do sistema etc.

Atualmente os modelos de confiabilidade composta calculam os seguintes índices [LPS89]: probabilidade de perda de carga (*LOLP - loss of load probability*); valor esperado da potência não suprida (*EPNS - expected power not supplied*); valor esperado da energia não suprida (*EENS - expected energy not supplied*); valor esperado da freqüência de corte de carga (*LOLF - loss of load frequency*). Um índice adicional, o valor esperado da duração do corte de carga (*LOLD - loss of load duration*) é calculado como a razão dos índices *LOLP/LOLF*.

1.2 Desenvolvimento Histórico

A incorporação de técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência data da década de 30 [L33, S34a, S34b, S34c] e os primeiros trabalhos significativos publicados nesta área aparecem em 1947 [W47], os quais discutiam uma avaliação probabilística na capacidade de geração. Nas décadas de 50 e 60 muitos artigos foram publicados, o que contribuiu para consolidar as técnicas que nos dias de hoje são largamente aceitas para avaliar a confiabilidade dos sistemas de geração. Uma das mais significantes contribuições nesta área foi a aplicação de técnicas recursivas, denominadas de método de freqüência e duração, publicadas em uma série de artigos escritos por Ringlee, Wood e outros [RW69, CRW69, RW71].

Com o progresso da tecnologia computacional e novas metodologias na coleta de dados, a aplicação de métodos probabilísticos em áreas como cálculo da confiabilidade na capacidade de geração, transmissão e distribuição, em sistemas compostos e em análises de custo/benefício baseadas na confiabilidade tem sido exaustivamente estudadas [I72, I78, ABL84, AB88]. O desenvolvimento destas técnicas probabilísticas refletem as características dos sistemas atuais tanto no planejamento como na operação [E78, BA83,BA84].

Analisando as publicações que se seguiram, verificou-se um relativo aumento no interesse da avaliação da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição. Pode-se dizer que as técnicas de análises quantitativas nesta área foram iniciadas em 1964, com a publicação de dois artigos [GMP64 e T64]. A principal contribuição de [GMP64] foi a introdução dos procedimentos de cálculo para a freqüência de falha e a duração média da falha. Estes dois índices fornecem uma percepção prática para a avaliação da confiabilidade na transmissão e distribuição. Uma aplicação desta técnica foi apresentada em [MT68].

A aplicação do processo de Markov para avaliação de sistemas de transmissão foi apresentada em [BB68], que considerou também o efeito do tempo adverso em simples configurações em paralelo e comparou os resultados calculados com aqueles obtidos em [GMP64]. As referências [GMP64] e [BB68] formam a base para o desenvolvimento do material publicado em [BG75a] e [BG75b], que apresentou um consistente conjunto de equações para o cálculo de sistemas série-paralelo, considerando o conceito de tempo adverso, saídas para manutenção programada e sobreposição de falhas.

A incorporação da ação do chaveamento na avaliação de circuitos de transmissão, incluindo equipamentos de proteção foi introduzida em [RG70]. Esta idéias foram formalizadas em [E71], que apresentou o modelo básico de três estados, incorporando o chaveamento depois da ocorrência da falta.

O cálculo do impacto das interrupções de energia em sistemas de potência tem sido um dos principais tópicos abordados em confiabilidade. Vários trabalhos têm sido publicados nas últimas décadas e um resumo das principais referências ao assunto pode ser encontrado em [BWW83, TBW91].

No início da década de 70 foi realizada pela primeira vez uma avaliação grosseira do valor da confiabilidade no sistema americano e constatou-se que o mesmo poderia estar sendo planejado com padrões elevados de confiabilidade [SPD72].

No final da década de 80, com a restruturação do setor elétrico no mundo e surgimento de novos agentes no setor como produtores independentes de energia e acessantes da rede, observa-se uma preocupação das concessionárias com o impacto destes agentes na confiabilidade do sistema [D89, YW96, BG96. DPK97, H97, BG93].

No Brasil o estudo da confiabilidade, aplicada à Sistemas de Potência, iniciou na década de 70, principalmente para o sistema de geração [S85]. Em 1982 foi criado o SGC (Subgrupo de Confiabilidade), no âmbito do planejamento da transmissão da ELETROBRÁS, com o objetivo de estudar, divulgar e finalmente fornecer ao setor elétrico uma estrutura necessária para realização do planejamento da expansão da transmissão com critérios probabilísticos [S86, SM86, S87, S89, PF89, F89, SPB89, MRS91, E91a, ACF95, AMM97].

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente documento está organizado de modo a permitir o entendimento da análise de confiabilidade de sistemas compostos e a identificação dos melhores pontos de conexão para novas gerações, incluindo uma avaliação com o Sistema Sudeste Brasileiro.

No Capítulo 2 são descritos os métodos de análise de confiabilidade composta, bem como os modelos para estudos de confiabilidade dos principais elementos de um sistema de potência.

No Capítulo 3 são apresentadas as etapas necessárias para a realização de uma avaliação de confiabilidade composta de sistemas de potência, utilizando-se como base o programa *NH2*, descrito no Apêndice A.

No Capítulo 4 são descritos as principais aplicações da teoria marginalista em sistemas de potência, e o cálculo dos custos marginais de confiabilidade.

No Capítulo 5 são apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste Brasileiro, para o período 1999 - 2002, bem como o efeito da incerteza na carga sobre os índices.

No Capítulo 6 são listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Em seguida é mostrado o efeito sobre os índices *LOLP, EENS* e *LOLC*, da consideração de novas gerações nas barras que apresentarem os mais elevados custos marginais nos anos 1999 e 2000.

Finalmente no Capítulo 7 apresentam-se as principais conclusões, contribuições do trabalho e trabalhos futuros.

Capítulo 2

Métodos Para Avaliação da Confiabilidade Composta

2.1 Introdução

"Confiabilidade é a probabilidade de um equipamento ou sistema funcionar adequadamente, por um período de tempo determinado sob condições operativas definidas" (Endrenyi,1978)

Neste Capítulo são descritos os métodos de análise de confiabilidade composta, bem como os modelos para estudos de confiabilidade dos principais elementos de um sistema de potência.

As três zonas funcionais de um sistema de energia elétrica (Geração, Transmissão e Distribuição) podem ser combinadas para formar três níveis hierárquicos para a análise de confiabilidade, conforme ilustrado na Figura 2.1.

Nos métodos para análise no *nível hierárquico 1* (*NH1*) ou confiabilidade da geração toda a carga e toda a geração estão concentradas numa única barra e as restrições da transmissão são ignoradas. Nestes métodos, a distribuição de probabilidade da potência total disponível é comparada com a distribuição da demanda total do

sistema. Os métodos de análise do *NH1,* em geral, utilizam técnicas analíticas e fornecem os índices: probabilidade de perda de carga (*LOLP*), valor esperado da potência não suprida (*EPNS*), freqüência e duração.

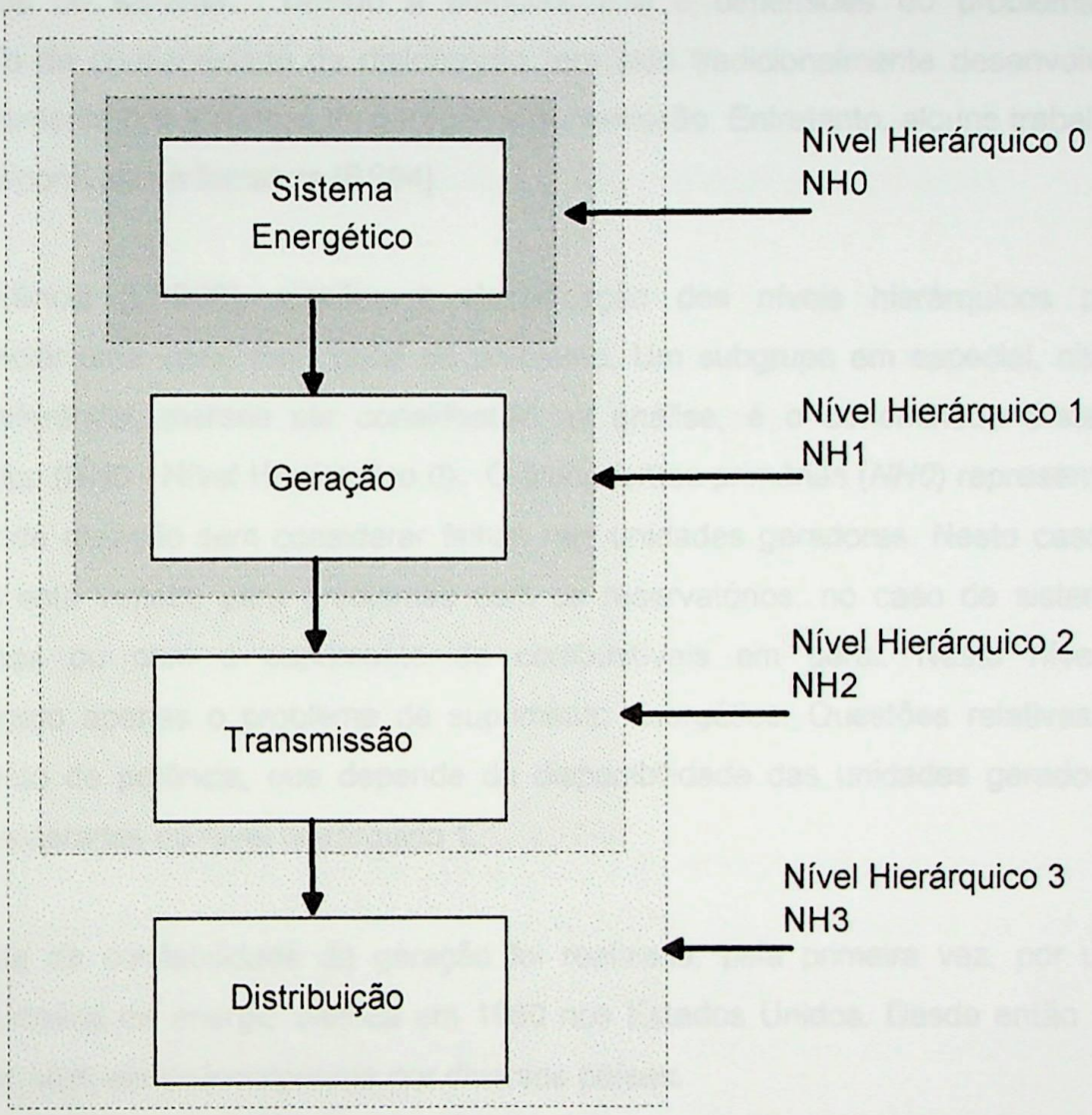


Figura 2.1 - Níveis Hierárquicos do Sistema de Potência

A avaliação da confiabilidade no *nível hierárquico 2 (NH2)* é bem mais complexa que no nível 1, pois eleva consideravelmente o número de variáveis aleatórias e introduz um problema relativo à análise do desempenho de cada estado, que passa a ser uma avaliação de um ponto de operação da rede (fluxo de potência AC ou linearizado), ao invés de uma simples comparação como no caso de confiabilidade da geração. Além disto, é necessário utilizar medidas corretivas baseadas em

otimização, que são utilizadas para avaliar as violações no sistema, proporcionando um grau de complexidade ainda maior ao problema.

O terceiro nível hierárquico (*NH3*) compreende a análise integrada de todas as zonas funcionais do sistema. Devido à complexidade e dimensões do problema, a avaliação da confiabilidade da distribuição tem sido tradicionalmente desenvolvida separadamente dos sistemas de geração e transmissão. Entretanto, alguns trabalhos estão disponíveis na literatura [BS94].

A Referência [LPS89], ampliou a classificação dos níveis hierárquicos para providenciar uma visão mais geral do problema. Um subgrupo em especial, citado nesta referência, merece ser considerado na análise, é o denominado Sistema Energético (NH0 - Nível Hierárquico 0). O bloco fontes primárias (*NH0*) representa o sistema de geração sem considerar falhas nas unidades geradoras. Neste caso, o impacto está voltado para problemas com os reservatórios, no caso de sistemas hidráulicos ou com o suprimento de combustíveis em geral. Neste nível é considerado apenas o problema de suprimento energético. Questões relativas ao suprimento de potência, que depende da disponibilidade das unidades geradoras, são consideradas no nível hierárquico 1.

A análise da confiabilidade da geração foi realizada, pela primeira vez, por uma concessionária de energia elétrica em 1960 nos Estados Unidos. Desde então sua utilização vem sendo incorporada por diversos países.

No Brasil, o planejamento da geração estabelece um critério *a priori* para a *LOLP* de 5 horas por mês. Embora esta prática não conduza ao melhor balanço entre custos e confiabilidade, os resultados obtidos são mais razoáveis que o total desprezo à natureza aleatória dos fenômenos envolvidos. O plano ótimo de expansão deve minimizar o somatório dos custos de investimento, do valor esperado do custo da operação e das interrupções de suprimento, ou valor da confiabilidade. Neste caso, o nível de confiabilidade não é definido *a priori*, mas é uma das conseqüências de um processo de equilíbrio econômico.

As pesquisas para estudos da confiabilidade da transmissão foram iniciadas em 1964 nos Estados Unidos em 1965 foi criado o *NERC - National Electric Reliability Council*. A partir de então, com o crescimento das redes de transmissão e das interligações entre os sistemas elétricos, tornou-se necessária a representação do efeito das falhas composta de geração e transmissão. Nos estudos incluindo o segundo nível hierárquico (*NH2*), a rede de transmissão é representada com suas restrições. Estes estudos são usualmente denominados de análise de confiabilidade em sistemas compostos geração/transmissão, ou simplesmente confiabilidade composta.

A análise de confiabilidade composta é muito utilizada na França e na Itália; no Brasil ainda não é rotineiramente realizada pelas concessionárias. Entretanto, alguns trabalhos realizados isoladamente comprovam sua importância e relevância para determinação da confiabilidade dos sistemas de potência. [ACF95, ASC96, MMA96].

2.2 Modelagem Estocástica dos Componentes de um Sistema de Potência

Um sistema de potência é formado por um conjunto de componentes interligados. A confiabilidade do sistema depende da confiabilidade dos elementos e da maneira como eles estão conectados, isto é da configuração. Assim, com base no comportamento histórico dos componentes - dados estatísticos dos componentes - pode-se prever a confiabilidade do sistema.

Admite-se, por hipótese, que o processo estocástico que descreve o comportamento de todos os componentes de um sistema de potência seja um processo de Markov homogêneo [BA84], onde as probabilidades limites de residência nos estados são facilmente obtidas a partir dos valores de taxas de transição.

Admite-se ainda que as taxas de transição são constantes, o que equivale a atribuir distribuições exponenciais para os tempos dos eventos do sistema. Esta hipótese é

de fundamental importância para viabilizar a avaliação dos índices de confiabilidade de sistemas de grande porte, e é bastante razoável, considerando-se que as condições relevantes do sistema ao longo de um ano não se alteram.

Em seguida serão descritos os modelos estocásticos dos principais componentes de um sistema de potência. Um sistema de potência é composto de vários elementos, tais como geradores, linhas de transmissão, transformadores, elos CC, elementos shunt e carga. Cada elemento pode ser representado por um modelo Markoviano conforme ilustrado a seguir.

2.2.1 Indisponibilidade dos Componentes

A indisponibilidade dos elementos de transmissão e geração podem ocorrer devido a saídas forçadas independentes ou saídas forçadas dependentes.

Saídas Forçadas Independentes

As saídas forçadas simples das linhas de transmissão, dos transformadores, dos geradores hidráulicos e dos elementos shunt (capacitores, reatores compensadores síncronos e estáticos) podem ser representados por um modelo Markoviano a dois estados (estado operativo e falho) conforme a Figura 2.2.

Os dados básicos necessários para modelagem são:

- taxa de falha;
- taxa de reparo ou tempo médio de reparo;
- capacidade do estado



Figura 2.2 - Modelo a Dois Estados

As saídas de um conjunto de componentes são independentes quando a saída de um deles não afeta a probabilidade de saída de qualquer um dos outros componentes, i.e., a probabilidade da saída é o produto da probabilidade da falha dos componentes envolvidos. No caso de saídas múltiplas independentes de vários componentes a dois estados, o modelo resultante pode ser obtido a partir da combinação dos modelos obtidos para cada componente, e novamente necessita-se apenas das taxas de falha e reparo de cada componente.

Em certas unidades geradoras, como por exemplo termoelétricas, a falha de determinados componentes pode levar não à saída completa de operação, mas a uma redução na potência da unidade. Neste caso, a modelagem correta é uma representação multi-estados, onde se incluem os estados com capacidade intermediária. A Figura 2.3 ilustra o modelo Markoviano para uma unidade com 3 estados de capacidade: plena, parcial e nula.

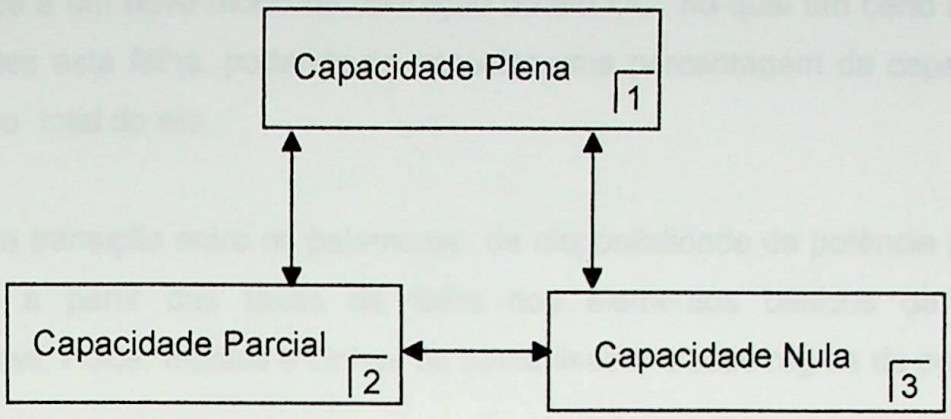


Figura 2.3 - Modelo a Três Estados

Os dados básicos necessários para modelagem são:

- capacidade dos estados;
- taxa de transição entre os estados;
- capacidade.

Da mesma forma que no modelo a dois estados, no caso de saídas múltiplas independentes necessita-se apenas dos dados básicos de cada unidade geradora.

Os elos de corrente contínua, na maioria das vezes, também devem ser representados através de um modelo Markoviano multi-estados.

A modelagem das falhas nos elos de Corrente Contínua para fins de estudo de confiabilidade composta, pode ser restrita à identificação dos modos de falha, que afetem de forma significativa a capacidade de transmissão, e por sua vez a análise de adequação do sistema estudado.

Estes modos de falha dependem do desempenho dos diversos componentes do elo. Há portanto a necessidade de se construir, inicialmente, um diagrama de transição de estados para o elo, a partir da modelagem de cada componente, onde as taxas de

falha e reparo são parâmetros fundamentais. Cada estado deste diagrama corresponde a um novo modo de operação do elo CC no qual um certo número de componentes esta falho, podendo-se associar uma percentagem da capacidade de transmissão total do elo.

As taxas de transição entre os patamares de disponibilidade de potência podem ser calculadas a partir das taxas de falha dos elementos básicos de cada elo (Conversores, Polos, Bipolos e Linhas de transmissão) e suas regras de operação.

As taxas de falha dos elementos básicos citados anteriormente são, por sua vez, calculadas a partir da composição de diversos elementos ligados em série e/ou paralelo que definirão as taxas de falha dos elementos que influenciam a disponibilidade do elo e, por sua vez, o desempenho do sistema.

A partir do diagrama de transição citado anteriormente, são combinados os estados relevantes que resultam numa mesma capacidade de transmissão, e construído um outro diagrama reduzido que será mais representativo dos efeitos das indisponibilidades do elo no sistema como um todo.

A avaliação dos modos de falha está intrinsecamente ligada às características do projeto e operação do elo em estudo, o que dificulta a elaboração de um modelo genérico. Cada elo deve passar por uma análise prévia para identificação do seu modelo multi-estados reduzido.

A Figura 2.4 mostra o modelo reduzido a 5 estados de cada bipolo do elo CC de Itaipu desenvolvido por uma força tarefa do *SGC* [AMM97].

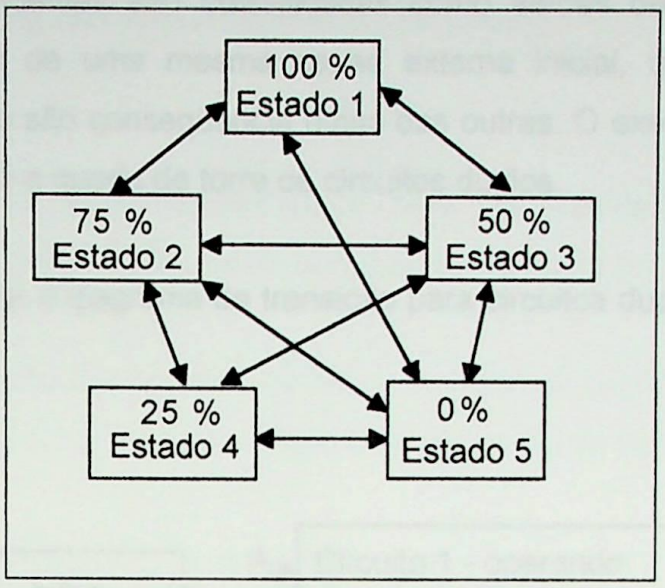


Figura 2.4- Modelo a Cinco Estados do Elo de Corrente Contínua de Itaipú

Os dados básicos necessários para modelagem são:

- capacidade disponível dos estados e
- taxa de transição entre os estados.

Da mesma forma que nos modelos a dois ou três estados, no caso de saídas múltiplas independentes necessita-se apenas dos dados mencionados de cada elo.

Saídas Forçadas Dependentes

Como já foi mencionado, a probabilidade de ocorrência da saída independente de dois ou mais componentes é o produto das probabilidades de falha de cada componente. Se as probabilidades de saídas individuais são baixas, como no caso de linhas de transmissão, o produto resultante será ainda mais baixo, e em certos casos podendo ser desprezado. Por outro lado, a probabilidade de uma saída dependente resultando na mesma contingência pode ser várias vezes maior. Portanto, o efeito de saídas dependentes nos índices de confiabilidade pode ser significativo quando comparado com saídas independentes múltiplas.

As saídas dependentes são classificadas como saídas de modo comum e são eventos oriundos de uma mesma causa externa inicial, que resulta em saídas múltiplas, que não são conseqüência umas das outras. O exemplo clássico de saída de modo comum é a queda de torre de circuitos duplos.

A Figura 2.5 ilustra o diagrama de transição para circuitos duplos (circuitos lançados na mesma torre)

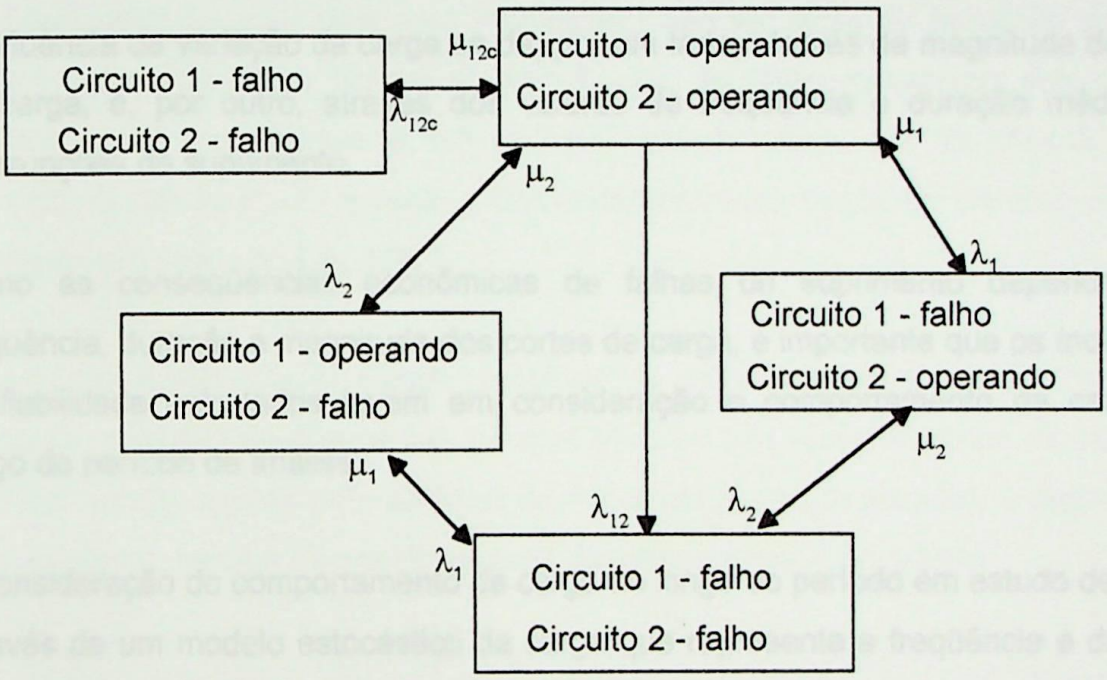


Figura 2.5 - Diagrama de Transição para Circuitos Duplos

Onde:

λ_1 , λ_2 , μ_1 e μ_1 são as taxas de falha e reparo das saídas independente de cada circuito;

λ_{12c} é a taxa de falha de modo comum com reparo simultâneo;

λ_{12} é a taxa de falha de modo comum com reparo não-simultâneo;

μ_{12c} é a taxa de reparo para saída de modo comum.

2.2.2 Modelagem Estocástica da Carga

O cálculo de índices de confiabilidade para um intervalo de tempo requer a representação do comportamento da carga ao longo deste período.

Os índices de confiabilidade condicionados a um único patamar de carga só podem ser utilizados para efeito de comparação e identificação de pontos fracos do sistema.

A influência da variação da carga se dá, por um lado, através da magnitude do corte de carga, e, por outro, através dos valores de freqüência e duração média das interrupções de suprimento.

Como as conseqüências econômicas de falhas de suprimento dependem da freqüência, duração e magnitude dos cortes de carga, é importante que os índices de confiabilidade calculados levem em consideração o comportamento da carga ao longo do período de análise.

A consideração do comportamento da carga ao longo do período em estudo deve ser através de um modelo estocástico da carga que represente a freqüência e duração dos níveis de carga considerados, pois a influência da variação da carga se dá não somente através do montante do corte mas também através dos valores de freqüência e duração média das interrupções. A freqüência das interrupções e a energia média não suprida por interrupção dependem não só da freqüência, duração e profundidade do corte das contingências, mas também da freqüência de variação da carga.

A curva de carga têm sido tratada como um modelo Markoviano a nível do sistema, considerando que as cargas nas barras tem total correlação entre elas, embora na prática, elas não apresentem esta característica. Alguns autores preferem adotar modelos simplificados [BL92], baseados apenas na probabilidade de cada nível de

carga e sem as taxas de transição entre eles. Desta forma não consideram a contribuição da carga para os índices de freqüência e duração.

Pode-se representar o ciclo diário de carga do sistema através de um modelo Markoviano a múltiplos estados individualizados. Este tipo de modelo se amolda à estrutura de cenários e a partir dele também se pode obter todas as informações básicas sobre os níveis de carga, tais como: probabilidade, freqüência de encontro e duração média de um estado acumulado de carga.

Os parâmetros básicos para esta modelagem são as taxas de transição entre os diversos níveis de carga, obtidos a partir do ciclo de carga do sistema, que, de uma maneira geral, corresponde a um sistema desbalanceado em freqüência. Como exemplo, foi utilizado um modelo a três patamares nos casos do sistema Sudeste Brasileiro simulados no Capítulo 5.

Para ilustrar a obtenção do modelo individual de carga, considere um ciclo hipotético de carga mostrado na Figura 2.6, no qual existem três níveis distintos de carga. O primeiro estado corresponde ao nível de maior carga (carga pesada), o segundo ao nível de carga média e o terceiro ao nível de menor carga - carga leve.

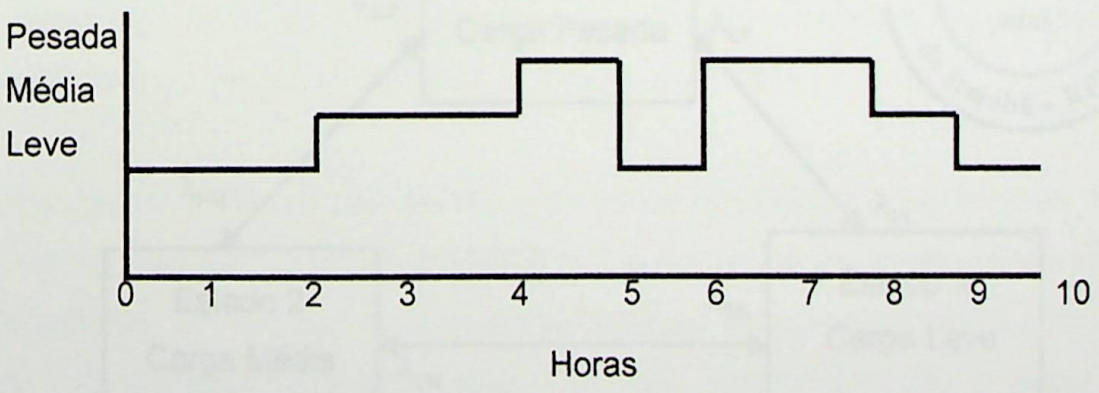


Figura 2.6 - Curva de Carga Hipotética

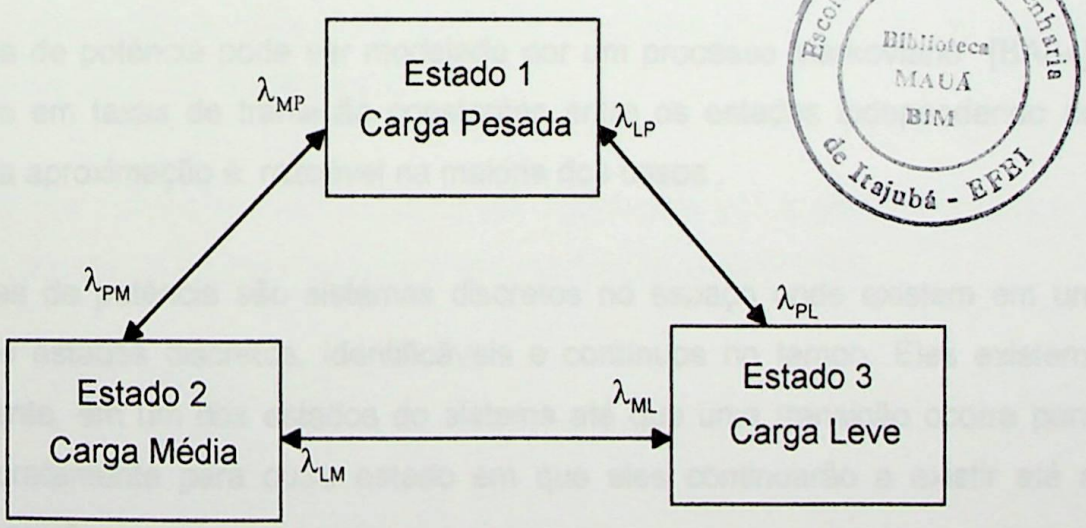
A taxa de transição entre quaisquer estados i e j do modelo pode ser calculada pela seguinte expressão:

λ_{ij} = Número de transições do estado i para j / Tempo de permanência no estado i

As probabilidades individuais de cada estado podem ser obtidas a partir da matriz de transição estocástica associada ao modelo da carga [BA84], ou diretamente do ciclo de carga, sabendo-se que a probabilidade p_i do sistema residir em algum estado i é dada por:

p_i = Período de Permanência no Estado i / Período Total Analisado

A Figura 2.7 mostra o diagrama de transição para este ciclo de carga apresentado. Observa-se que, o modelo de carga é desbalanceado em freqüência, isto é, a freqüência de transição entre dois estados quaisquer pode não ser a mesma em ambos os sentidos. Neste caso, por exemplo, a freqüência entre os estados 1 e 2 é diferente dependendo do sentido.



Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Figura 2.7 - Diagrama de Transição para um Ciclo de Carga Hipotético

Um modelo de carga para ser mais realista deve incluir incertezas na projeção do mercado. Porém é importante observar que a inclusão destas incertezas deve ser feita de forma consistente com cada patamar, não podendo alterar significativamente o caso base de cada patamar. As dispersões utilizadas para as Gaussianas em cada patamar devem ser pequenas para que não haja superposição entre distribuições dos patamares de carga.

Nas simulações realizadas nesta dissertação foram incluídas incertezas Gaussianas para cada nível de carga de 2%, conforme apontado nos Capítulos 5 e 6.

2.3 Representação Estocástica de um Sistema de Potência

Para se estimar os índices de confiabilidade composta de um sistema de potência, podemos representá-lo de duas formas distintas: espaço de estados e cronológica.

2.3.1 Representação por Espaço de Estados

Um sistema de potência pode ser modelado por um processo Markoviano [BA84], acarretando em taxas de transição constantes entre os estados independendo do tempo. Esta aproximação é razoável na maioria dos casos .

Os sistemas de potência são sistemas discretos no espaço onde existem em um conjunto de estados discretos, identificáveis e contínuos no tempo. Eles existem, continuamente, em um dos estados do sistema até que uma transição ocorra para levá-lo discretamente para outro estado em que eles continuarão a existir até a próxima transição.

Um estado do sistema é representado pelo vetor $x = (x_1, x_2, ..., x_i, ..., x_m)$ onde x_i corresponde ao estado do i-ésimo elemento e m corresponde ao número total de

elementos do sistema. O conjunto de todos os possíveis estados do sistema x, obtidos pela combinação de todos os estados dos componentes, é denotado por X, que é o espaço de estados do sistema.

Para cada estado do i-ésimo componente existe uma probabilidade de ocorrência $P(x_i)$. As transições entre os estados dos componentes são representadas por modelos Markovianos como descritos anteriormente. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade do vetor de estados x, que corresponde a P(x), e as taxas de transição entre os estados. Como as falhas dos componentes de um sistema de potência são estatisticamente independentes, P(x) corresponde ao produto das probabilidades associadas a cada estado dos componentes:

$$P(x) = \prod_{i=1}^{m} P(x_i) \tag{2.1}$$

O desempenho de cada estado x é avaliado através de *funções-teste*, as quais são genericamente representadas por *F(x)*. O objetivo destes testes é verificar se uma específica combinação de geradores, circuitos, elementos shunt é capaz de atender à carga correspondente deste estado.

A avaliação dos índices de confiabilidade na modelagem por espaço de estados é equivalente ao cálculo do valor esperado de uma *função-teste* [PB92]:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(X)P(x) \tag{2.2}$$

onde:

x: vetor de estados do sistema, cada componente em x representa o estados de um elemento do sistema (e.g., unidades geradoras, circuitos, cargas, etc.);

X espaço de estados, i.e. o conjunto de todos os possíveis estados de x encontrados a partir da combinação dos estados dos componentes;

F(x) função-teste para verificar se o estados do sistema x é adequado.

Por exemplo, a *LOLP* do sistema corresponde ao valor esperado de uma função indicadora *F(x)*, onde *F(x)* = 1 se x é um estado de falha, *F(x)* = 0, se o estado for de sucesso. Se *F(x)* representar o corte de carga associado ao estado x, *E(F)* corresponde ao índice *EPNS*.

Para se determinar a freqüência de falha é necessário, inicialmente, identificar a fronteira que separa os estados de sucesso e falha do sistema e, em seguida, computar a freqüência com que os estados de falha (ou de sucesso) cruzam esta fronteira. A contribuição de cada estado para a freqüência de falha é dada pelo produto entre a probabilidade deste estado e sua taxa de transição através da fronteira (sucesso/falha) [MPL91].

Deste modo a *LOLF* do sistema corresponde ao valor esperado de uma função indicadora *F(x)*, onde *F(x)* = 0, se x é um estado de sucesso e é igual ao somatório das taxas de transição de cada componente x_i através da fronteira se x é um estado de falha [MPL91].

Na representação por espaço de estados, o modelo Markoviano dos componentes do sistema é adotado intrinsecamente. Com este tipo de representação é possível calcular índices de freqüência e duração (F&D) baseados nas taxas de transição calculadas. A modelagem Markoviana considera que o tempo de residência em cada estado do sistema, e também a nível de componentes, é representado por uma distribuição exponencial.

Dadas as definições acima, o algoritmo conceitual para a análise de confiabilidade composta é definido como [LPS89, PB92]:

a) Selecione um estado do sistema x ε X; i.e., defina um nível de carga, disponibilidade dos equipamentos, condições operativas, etc.;
b) Calcule *F(x)* para o estado selecionado, verificando se o estado x é capaz de atender à carga sem violações operativas no sistema; se necessário, acione medidas corretivas para solucionar o problema tais como redespacho de potência ativa e reativa e, em último caso, corte de carga;
c) atualize a estimativa de *E(F)* baseada nos resultados de (b), i.e. calcule os índices de confiabilidade;
d) verifique a convergência do processo, se a precisão da estimativa é satisfatória; pare, caso contrário, retorne para (a)

Os programas de confiabilidade atualmente disponíveis para análise de sistemas de potência diferem, basicamente, no método de seleção de estados (passo a) e do método de verificação da capacidade do estado de atender a carga (passo b).

Existem dois métodos básicos para a seleção de estados do sistema utilizados na análise de confiabilidade composta: Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo (amostragem não-seqüencial).

Enumeração de Estados

Teoricamente o método de enumeração de estados é muito simples, bastando para tal enumerar todos os estados do sistema, calcular *F(x)* e acumular o valor resultante *F(x)*P(x). Entretanto, o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes no vetor de estados x. Por exemplo, um sistema com apenas 20 circuitos e 20 geradores, cada um representado por um modelo a dois estados, teria 2^{40} estados. Caso considerarmos três patamares de carga multiplica-se este número

multiplica-se este número por três. A idéia é então enumerar um subconjunto X' c X de todos os possíveis estados e calcular limites mínimos e máximos das estimativas.

Por exemplo, no caso da *LOLP*, a *função-teste* *F(x)* é representada pela função indicadora (0 para estados de sucesso e 1 para estados de falha). Para o cálculo do mínimo, F_{Min}, assume-se que todos os estados não enumerados são de sucesso. Já para o cálculo de F_{Max} assume-se que todos os estados não enumerados são de falha.

Desta forma a *LOLP* mínima e máxima são dadas por:

$$LOLP_{MIN} = \sum_{x \varepsilon X'} F(x)P(x) \qquad (2.3)$$

$$LOLP_{Max} = LOLP_{MIN} + (1\text{-}P(X')) \qquad (2.4)$$

A incerteza em torno do valor *verdadeiro* da *LOLP* é dada pela diferença entre estas estimativas.

$$gap = LOLP_{Max} - LOLP_{MIN} = (1\text{-}P(X')) \qquad (2.5)$$

Como pode ser observado, o *gap* não está relacionado com o número de estados não analisados, mas com a probabilidade destes estados. Se a probabilidade P(X') está concentrada em poucos estados contidos na região enumerada, pode-se obter boas estimativas para *E(F)* com razoável esforço computacional.

Por exemplo em um sistema com 500 circuitos, se forem realizadas apenas contingências simples, o conjunto X' é igual a 501, o que é bastante razoável. Assumindo que a taxa de indisponibilidade forçada de cada circuito seja 10^{-4}, a probabilidade P(X') será 99.879%. Em outras palavras, os estados não analisados neste caso não contribuiriam para a obtenção dos índices de confiabilidade.

Algumas melhorias têm sido feitas no modelo básico de enumeração para aumentar a sua eficiência, tais como: *ranking* de contingências por severidade e impacto e superposição de contingências afastadas [MMR94] .

Em resumo, o método de enumeração de estados é conceitualmente atrativo para a confiabilidade da transmissão, porque corresponde a uma extensão direta da análise de contingências, ou "N-1", critério determinístico que tem sido utilizado por muitas empresas de energia elétrica.

Este método é computacionalmente eficiente se a maior parte da probabilidade do espaço de estados estiver concentrada em poucos estados. Esta situação é típica de uma análise de confiabilidade apenas da transmissão, onde a taxa de saída dos circuitos é pequena, tornando combinações de maior ordem pouco prováveis.

A aplicação do método de enumeração de estados para uma análise de confiabilidade composta de um sistema de potência real torna-se inviável, uma vez que o número de combinações é muito maior devido às taxas de indisponibilidade dos geradores (da ordem de 10^{-2}) serem muito maiores que a dos circuitos.

Por exemplo em um sistema com 100 geradores e 400 circuitos, se forem realizadas apenas contingências simples, o conjunto X' é igual a 501, o que é bastante razoável. Assumindo que a taxa de indisponibilidade forçada de cada circuito seja 10^{-4} e de cada gerador 10^{-2}, a probabilidade P(X') será 0.031%, tornando a enumeração apenas das contingências simples, insuficiente para a análise da confiabilidade composta.

Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial

Uma alternativa para estimar *E(F)*; é utilizar a simulação Monte Carlo não-seqüencial.

A simulação Monte Carlo não-seqüencial corresponde à amostragem de eventos, isto é, *retratos* dos estados das variáveis do sistema. O processo de sortear o estado de variáveis aleatórias é simples uma vez conhecidas suas distribuições de probabilidades.

Este método é implementado com os seguintes passos [E87]:

a) sorteie um vetor $x \varepsilon X$ a partir da sua distribuição de probabilidade;

b) repita o passo (1) NS vezes, onde NS é um número pré-estabelecido, sendo $\{x_j, j=1,...,NS\}$;

c) calcule *F(x)* para cada vetor sorteado;

d) estime *E(F)* como a média dos valores encontrados, conforme a seguir:

$$\tilde{E}(F) = 1/NS \sum_{j=1}^{NS} F(x_j) \qquad (2.6)$$

O critério de parada do algoritmo é baseado em incerteza em torno da estimativa $\tilde{E}(F)$ que é a variância do estimador.

$$V(\tilde{E}(F)) = V(F)/NS \qquad (2.7)$$

sendo *V(F)* a variância da *função-teste F* que pode ser estimada por:

sendo *V(F)* a variância da *função-teste F* que pode ser estimada por:

$$\tilde{V}(F) = 1/(NS-1)\sum_{j=1}^{NS}(F(x_j) - \tilde{E}(F))^2 \qquad (2.8)$$

A expressão (2.7) indica que a incerteza do estimador depende da variância da *função-teste* sendo inversamente proporcional ao tamanho da amostra. Esta incerteza é usualmente representada como o coeficiente de variação:

$$\beta = [V(\tilde{E}(F))]^{0.5}/\tilde{E}(F) \qquad (2.9)$$

A Equação (2.9) pode ser utilizada para estimar o número de sorteios para uma dada incerteza b. Substituindo $V(\tilde{E}(F))$ em (2.9) pela expressão em (2.7) e reescrevendo a expressão em termos de NS resulta em:

$$NS = V(F)/(\tilde{E}(F)\beta)^2 \qquad (2.10)$$

A Equação (2.10) mostra que o esforço computacional da simulação Monte Carlo não-seqüencial, dado pelo número de sorteios NS não depende do número de estados x ou da complexidade da *função-teste F*. Para exemplificar, seja a *LOLP* do sistema estimada como $\tilde{p}$. Neste caso a *função-teste F* corresponde à função indicadora e a variância é estimada como:

$$\tilde{V}(F) = \tilde{p}(1-\tilde{p}) \qquad (2.11)$$

A incerteza relativa em torno da estimativa $\tilde{p}$ é dada por:

$$\beta^2 = [\tilde{p}\ (1-\tilde{p})]\ /\ NS\,\tilde{p}^2 \qquad (2.12)$$

Reescrevendo a expressão (2.12) em termos do tamanho da amostra *NS* obtém-se:

$$NS \cong 1/\beta^2 \, \tilde{p} \qquad \text{para} \quad \tilde{p} \ll 1 \tag{2.13}$$

A Equação (2.13) mostra que o esforço computacional para a estimativa da *LOLP* é inversamente proporcional ao valor da mesma. Portanto, o esforço computacional para se estimar pequenos valores de *LOLP* é maior para uma mesma incerteza relativa β.

A expressão (2.13) também mostra que o tamanho da amostra deve crescer quatro vezes para reduzir β por um fator 2.

A maior limitação do método de Monte Carlo é a grande dependência entre o esforço computacional e a precisão desejada. Sua maior vantagem é que o número de sorteios necessários para estimar os índices de confiabilidade não depende do espaço de estados a ser analisado.

2.3.2 Representação Cronológica

Na representação cronológica os estados do sistema são analisados seqüencialmente no tempo e a avaliação dos índices de confiabilidade é equivalente ao cálculo da seguinte expressão:

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \tag{2.14}$$

sendo T o período da simulação e G(t) a *função-teste* que verifica em qualquer instante t se o estado é adequado. Por exemplo, para o índice *LOLP*, G(t) = 1, se o estado do sistema no tempo t é de falha; ou G(t) = 0, caso contrário.

Monte Carlo Seqüencial

A análise de confiabilidade composta, considerando-se a representação cronológica, pode ser implementada através do método Monte Carlo seqüencial. Este método é usado para simular o processo estocástico da operação do sistema através da análise de séries sintéticas de estados. Estas séries são produzidas a partir da combinação da distribuição de probabilidade das durações de cada componente do sistema e o modelo da curva na mesma base de tempo.

Um algoritmo conceitual da simulação Monte Carlo seqüencial pode ser resumido nos seguintes passos [MPL92]:

a) gere uma série sintética anual dos estados do sistema (y_k) aplicando seqüencialmente os modelos estocásticos falha/reparo dos equipamentos e o modelo cronológico da carga;

b) analise cronologicamente cada estado x da seqüência y_k e acumule os resultados;

c) calcule $G(y_k)$ dos valores acumulados em (b);

d) estime o valor esperado dos índices anuais como média dos resultados encontrados nas sequências y_k simuladas;

e) verifique a convergência do processo, se a precisão da estimativa é satisfatória; pare, caso contrário, retorne para (a)

Um período adequado para a análise de confiabilidade é um ano, devido à dinâmica do comportamento dos equipamentos e da curva de carga. Embora não exista restrição quanto a adotar períodos diferentes, bases de tempo menores podem comprometer o cálculo dos índices devido ao truncamento no final do período, e base de tempo maiores podem onerar desnecessariamente o cálculo dos índices.

Não é objetivo deste trabalho se aprofundar nos métodos cronológicos, para isto indicam-se as referências [M94, MPL93, MMP96].

A simulação Monte Carlo seqüencial consegue representar toda a cronologia da operação do sistema. Desta forma é capaz de calcular as durações das interrupções e, conseqüentemente, estimativas precisas do custo de interrupção do sistema. Além disto, permite a representação mais detalhada de outros aspectos, tais como: utilização de distribuições não-exponenciais, modelos de carga mais realistas e manutenção programada.

Entretanto, a grande desvantagem do método Monte Carlo seqüencial está associada ao esforço computacional substancialmente maior do que em outros métodos (enumeração e Monte Carlo não-seqüencial), o que pode tornar inviável a aplicação desta modelagem, principalmente em sistemas que demandam uma análise de fluxo de potência AC completa na análise de cada estado.

Simulação Pseudo-Seqüencial

Este método foi proposto em 1994 [M94], e tem como objetivo manter a flexibilidade e precisão da simulação Monte Carlo seqüencial, procurando reduzir o esforço computacional da análise.

A simulação pseudo-seqüencial é um método híbrido, no qual a simulação não-seqüencial seleciona os estados de falha, e a simulação seqüencial é aplicada somente nas subsequências formadas pelos vizinhos do estado de falha, sorteado originalmente.

Um algoritmo conceitual da simulação Monte Carlo pseudo-seqüencial pode ser resumido nos seguintes passos:

a) gere diversas séries sintéticas anuais (carga, disponibilidade dos equipamentos, etc.) utilizando o mesmo esquema do passo (a) da simulação seqüencial. Isto define um conjunto S com os estados do sistema ordenados cronologicamente;

b) sorteie uma seqüência anual y_k dentre todas as sequências igualmente distribuídas;.

c) sorteie um tempo t na seqüência y_k selecionada em (b);

d) analise o estado do sistema x(t) associado com o tempo t escolhido no passo (c): se o estado é sucesso, retorne ao passo (b); se o estado é falha, vá para o próximo passo;

e) obtenha uma subsequência de falhas s conforme a seguir:

- execute uma simulação seqüencial no sentido direto do tempo (simulação *forward*) começando do estado selecionado x(t), i.e., analise sucessivamente os próximos estados da seqüência até que o sistema retorne para um estado de sucesso;
- execute uma simulação seqüencial no sentido inverso do tempo (simulação *backward*) começando do estado selecionado x(t), i.e., analise sucessivamente os estados anteriores da seqüência até que o sistema retorne para um estado de sucesso;

f) a duração total D_s da subseqüência de falha *s* é dada pela combinação das durações calculadas nas simulações *forward* e *backward*;

g) calcule a *função-teste* F(x(t)) associada com a subsequência s;

h) calcule o coeficiente de variação β , de maneira análoga à expressão (2.9). Se a convergência não for satisfeita, retorne ao passo (b), caso contrário, fim do algoritmo.

No método pseudo-seqüencial, as realizações sintéticas anuais são geradas como no algoritmo seqüencial, mas não são efetuadas as análises de desempenho dos

estados, conforme passo (a) do algoritmo pseudo-seqüencial. Desta forma, são preservadas as correlações temporais entre os estados do sistema, essenciais para a correta determinação das interrupções, e também do valor da confiabilidade.

Os estados são sorteados de forma não-seqüencial, conforme os passos (b) e (c) do algoritmo pseudo-seqüencial, o que evita a análise seqüencial dos estados. Note que, o método pseudo-seqüencial preserva quase todas as características do seqüencial. Entretanto, devido ao sorteio não-seqüencial, não são mantidas algumas dependências temporais entre variáveis durante a simulação, como armazenamento de pequenos reservatórios e consumo de combustíveis, tornando o método inadequado para simulações de sistema hidrotérmicos com pequena capacidade de regularização, que não é o caso brasileiro.

O valor esperado da *função-teste F* é calculado como a média dos N valores amostrados não-seqüencialmente de *F*(x(t)) obtidos nos passos (b) - (g) do algoritmo pseudo-seqüencial. A expressão geral para o cálculo dos índices de confiabilidade na simulação pseudo-seqüencial é apresentada a seguir:

$$\widetilde{E}(F) = 1/N \sum_{x(t)\in S} F(x(t)) \qquad (2.15)$$

onde:

x(t) vetor com o estado do sistema no tempo t, cada componente em x(t) representa o estado de um elemento do sistema (geradores, circuitos, carga, etc.);

S conjunto de sequências sintéticas, i.e. o conjunto de todos os possíveis estados x(t) ordenados seqüencialmente e encontrados a partir da combinação dos estados dos componentes;

N número total de sorteios não-seqüenciais;

F(x(t)) *função-teste* para verificar se o estado do sistema x(t) é adequado.

O valor esperado do custo da perda de carga (*LOLC*) pode ser estimado considerando-se a seguinte *função-teste* $F(x(t))$:

$$F(x(t)) = \begin{cases} 0; \text{ se } x(t) \text{ é sucesso} \\ K_s/D_s; \text{ se } x(t) \text{ é falha} \end{cases} \quad (2.16)$$

onde:

K_s custo de interrupção do sistema ($)

D_s duração total da interrupção (horas)

Para os índices *LOLP*, *LOLE, EPNS* e *EENS* do sistema, as *funções-teste* são idênticas àquelas definidas na simulação Monte Carlo não-seqüencial. Desta forma, aproveitam-se os sorteios não-seqüenciais dos passos (b) e (c) e a análise no passo (d) para estimar estes índices. Evidentemente, neste caso não seriam necessários os passos (e) e (f) do algoritmo, pois estes passos estão associados aos índices relacionados com a duração das interrupções.

Entretanto, o valor esperado da freqüência de perda de carga (*LOLF*), pode ser estimado considerando-se a seguinte *função-teste* $F(x(t))$:

$$F(x(t)) = \begin{cases} 0; \text{ se } x(t) \text{ é sucesso} \\ 1/D_s; \text{ se } x(t) \text{ é falha} \end{cases} \quad (2.17)$$

Como já foi mencionado não é objetivo deste trabalho entrar em detalhes sobre os métodos já bastante explorados na literatura.

2.4 O Valor da Confiabilidade

A determinação do valor da confiabilidade é uma tarefa essencial para avaliar o impacto das interrupções em sistemas de potência. Os modelos de confiabilidade atualmente disponíveis não são capazes de produzir indicadores mais específicos para determinar o valor da confiabilidade. O índice *LOLC*, que pode ser estimado considerando-se a *função-teste* descrita em (2.16), fornece as necessárias informações sobre os aspectos econômicos que relacionam as interrupções no fornecimento com os consumidores.

Em [M94] é mostrado um resumo dos resultados de pesquisas diretas ao consumidor realizadas no Canadá e no Brasil. Os aspectos mais relevantes para o cálculo do valor da confiabilidade, segundo as pesquisas mencionadas, são a duração e o instante da ocorrência.

A dependência com o instante de ocorrência da falta, limita o cálculo preciso da *LOLC* aos métodos cronológicos. Entretanto algumas simplificações podem ser feitas e obter-se valores aproximados para *LOLC,* que serão mostrados no final deste capítulo.

Considerando-se apenas a dependência com a duração, o custo de interrupção do sistema de uma dada interrupção i (conjunto de estados de falha sucessivos) é definido para uma determinada classe de consumidores como:

$$K_i = C(D) \times ENS = C(\sum_{j \in i} D_j) \times \sum_{j \in i} ENS_j \qquad (2.18)$$

onde:

K_i custo da interrupção i do sistema ($);

$C(D)$ custo unitário de interrupção do sistema($/KWh);

D duração total da interrupção (horas); igual à soma das durações individuais D_j dos estados pertencentes à interrupção i;

ENS energia não suprida durante a interrupção (KWh); igual à soma das energias não supridas ENS_j de cada estado pertencente à interrupção i.

O valor esperado do somatório do custo de interrupções do sistema K num período pode ser determinado como custo da perda de carga, ou simplesmente *LOLC*.

A principal dificuldade na avaliação exata da *LOLC* é a dependência do custo unitário de interrupção C com a duração da falha, que é um dos aspectos que mais influenciam os resultados, como mostrado em [M94].

Uma interrupção no sistema pode ser interpretada como uma seqüência de estados x, conforme definido em (2.2), que resultem em energia interrompida no sistema. Esta seqüência apresenta uma certa duração total D. Note que esta duração total corresponde a uma amostra da variável aleatória correspondente ao somatório das variáveis aleatórias duração em cada estado que formam a seqüência de interrupção.

Na expressão (2.18) tanto a energia interrompida como o custo de interrupção, dependem da duração total.

Para uma estimativa do índice *LOLC* é necessária, a princípio, a utilização de modelos cronológicos, como já foi mencionado. Entretanto a maioria dos programas de confiabilidade composta é baseada na representação por espaço de estados, e portanto, não podem produzir corretamente as durações das interrupções.

A seguir são descritas algumas hipóteses simplificadoras para o cálculo da *LOLC* utilizando as modelagens por espaço de estados.

- Cálculo *a posteriori*

Neste caso, uma opção seria calcular os custos a partir das durações obtidas *a posteriori,* ou seja, após uma análise de confiabilidade. O método para estimar o valor "exato" da *LOLF* com simulação Monte Carlo não-seqüencial já é utilizado no *NH2* e é descrito em [MPL91]. O valor esperado da duração - *LOLD* é obtido ao final com a razão *LOLP/LOLF.*

Para utilizar estes valores da *LOLD* seria necessário calcular um valor aproximado do custo da confiabilidade por barra e depois obter o custo para o sistema através do somatório destes. A expressão simplificada para o custo por barra seria então:

$$LOLC_{bus} = z(E[D_{bus}]) = z(LOLD_{bus}) \tag{2.19}$$

sendo z uma função que relaciona o custo e a duração numa barra, englobando as variações da energia e do custo de interrupção unitário (*C*) Como esta função z é não linear, o valor esperado da função é diferente da função do valor esperado, sendo, portanto, uma restrição para utilização de valores esperados *a posteriori.*

- Cálculo do Custo de Interrupção Unitário Médio

A aproximação mais simples é calcular uma estimativa "a posteriori" do valor médio do custo de interrupção unitário $C(E[D_{bus}]) = C(E[LOLD_{bus}])$ por barra e multiplicá-lo pela *EENS* por barra, o que resultaria num custo de interrupção por barra. Note que, esta aproximação incorre fundamentalmente em duas simplificações. A primeira corresponde ao mesmo problema já mencionado, neste caso para estimar $C(D_{bus})$. A

A segunda é considerar que a energia e $C(D_{bus})$ são variáveis aleatórias independentes e multiplicar os respectivos valores esperados para obter o custo total.

- Durações da Interrupções Aproximadas pelas Durações dos Estados

Uma outra aproximação proposta em [WB92] substitui a duração completa de uma interrupção pela duração individual de cada estado de falha. Isto pode ser representado pela seguinte expressão:

$$K_I \approx \sum_{j \in i} C(D_j) \times ENS_j \qquad (2.20)$$

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

A expressão (2.20) fornece o mesmo resultado que (2.18) somente se os custos unitários de interrupção *C* forem constantes para todas as classes de consumidores.

2.5 Comparações e Conclusões

Em resumo, os métodos para cálculo da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão podem ser divididos entre os que utilizam a representação por espaço de estados e os cronológicos.

A representação por espaço de estados realiza sua análise como *fotografias* da operação do sistema. Esta representação permite o cálculo dos índices *LOLP, LOLE, EPNS, EENS*, e até da *LOLF* com bastante precisão, entretanto, não produz valores específicos da duração das interrupções. A razão é que uma interrupção está associada com uma seqüência de estados de falha. Desta forma, a duração total de uma dada interrupção é igual à soma das durações individuais dos estados de falha que a compõem.

Já a simulação Monte Carlo seqüencial consegue representar toda a cronologia do sistema, conseguindo representar as durações das interrupções e, conseqüentemente, estimativas precisas do custo de interrupção do sistema.

Entretanto a simulação cronológica implica que estados do sistema amostrados consecutivamente variem apenas em um dos seus componentes (i.e. geradores, circuitos, carga etc.), o que torna a convergência do método substancialmente maior do que outros métodos. Pode-se demonstrar [M94] que para se obter a mesma precisão na estimativa do índice *LOLP* com o método seqüencial é necessário 2 x *LOLD* vezes mais análises do que com o método não-seqüencial. Portanto a grande desvantagem do método seqüencial é o esforço computacional, tornando-o quase que inaplicável a sistemas de grande porte, quando a análise dos estados requerem a solução de um fluxo de potência *AC* completo, mais um modelo de medidas corretivas associado a um algoritmo de otimização.

Capítulo 3

Roteiro Básico para Avaliação de Confiabilidade Composta

3.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentadas as etapas necessárias para a realização de uma avaliação de confiabilidade composta de sistemas de potência, utilizando-se, como base, o programa *NH2*, descrito no Apêndice A. É dada uma ênfase especial à análise de adequação em face às mudanças que vêm ocorrendo no setor elétrico mundial. Por último é mostrada a formulação simplificada da obtenção dos multiplicadores de barra e de circuitos que serão utilizados no Capítulo 6.

3.2 Principais Etapas para Realização de uma Análise de Confiabilidade Composta

3.2.1 Base de dados

A primeira etapa refere-se à obtenção e depuração dos dados necessários aos estudos, e que podem ser classificados em topológicos e estocásticos.

Dados topológicos:

São aqueles associados aos estudos de fluxo de potência. Deve-se destacar alguns dados que não são de grande importância em estudos de fluxo de potência tradicionais pois fazem parte da análise do engenheiro, mas em estudos de confiabilidade eles são imprescindíveis. Estes dados são os limites de carregamento (normal e emergência) das linhas e transformadores, limites de potência ativa e reativa das máquinas, limites de *LTC*s, barras controladas, coerência de configuração e parâmetros entre os casos de carga leve, média e máxima, e limites de tensão (barras de carga e de tensão controlada).

Com relação à representação da rede, deve-se tomar um cuidado especial na profundidade da representação dos sistemas de diferentes regiões. Se o objetivo da análise é a estimação dos índices de confiabilidade composta, o sistema de distribuição não deve ser representado. Se a sub-transmissão for representada somente em algumas empresas, deve-se ter cuidado com comparação de resultados. Se o objetivo do estudo é comparar o desempenho de diferentes regiões ou empresas, o nível de representação, por coerência, deve ser similar. Em resumo, a determinação do universo do estudo deve ser feita com muita cautela para evitar resultados discrepantes.

Dados estocásticos:

São aqueles associados ao processo estocástico e referem-se às taxas de falha e tempos de reparo para saídas permanentes dos equipamentos. São necessárias ainda as informações sobre as alterações empreendidas na rede e vinculadas a cada contingência. Caso se queira representar operações especiais de determinados equipamentos, unidades geradoras, por exemplo, para simular contratos também devem ser especificados nas alterações na rede associadas a determinadas situações.

3.2.2 Representação da Carga

O ideal é procurar representar a curva de carga pelo maior número de patamares, contudo, este procedimento onera o tempo de processamento. Em função disto recomenda-se fazer uma análise de sensibilidade procurando determinar, para o sistema em estudo, qual o número mínimo de patamares que não introduz erros expressivos, capaz de distorcer os resultados obtidos. Um programa auxiliar, denominado MODCAR [C93b], é bastante flexível para auxiliar na obtenção da curva mais representativa.

3.2.3 Montagem dos Casos Base de Cada Cenário.

Ao longo do ano podem ocorrer mudanças topológicas na rede com a entrada de novos equipamentos, ou ainda mudanças nas condições hidrológicas e na distribuição espacial e magnitude das cargas. Para permitir que diferentes situações possam ser estudadas individualmente, surge o conceito de cenário que se caracteriza pela rede topológica, pelo nível de carga, pelo despacho de geração e pelo perfil de tensão.

Os cenários a serem montados são associados aos patamares de carga determinados pelo programa MODCAR. Ressalta-se que apesar da pouca representatividade estatística do patamar de ponta anual, sugere-se que este seja, obrigatoriamente, um dos patamares da representação de carga, devido à sua importância no dimensionamento do sistema de transmissão.

Para cada cenário obtém-se um caso base, em que não ocorrem contingências no sistema. O ajuste do caso base e o chaveamento adequado dos equipamentos de controle, é uma condição fundamental para a consistência dos índices a serem

obtidos. O programa *NH2* pode ser utilizado para o ajuste dos casos base através de opções específicas selecionadas pelos usuários. Quando houver problemas de convergência podem ser adotados processamentos sucessivos para a inclusão destas opções. Os resultados dependem do ajuste do caso base de cada cenário, sendo portanto de grande importância este ajuste.

3.2.4 Análise de Adequação

Conceituação

Na área de confiabilidade a análise em regime permanente de um sistema é chamada de análise de adequação, e a análise transitória de análise de segurança.

O objetivo da análise de adequação de cada estado do sistema é verificar se a combinação resultante de geradores e circuitos é capaz de atender à carga especificada, ou seja verificar se o estado enumerado ou sorteado é de sucesso ou de falha.

A análise de adequação de um sistema de potência vem sendo relacionada com a existência de capacidade suficiente para atender à demanda requerida pelos consumidores dentro de limites operacionais. A ferramenta típica para análise de adequação de um sistema é o fluxo de potência.

Dependendo do tipo de aplicação, os modelos de fluxo de potência podem ter diferentes graus de detalhes na representação do sistema, quais sejam:

- Fluxo em redes
- Fluxo de potência linearizado (fluxo DC)
- Fluxo de potência AC.

Estes modelos estão descritos nas referências [M83]

Na verdade, a análise de adequação vai além de um simples fluxo de potência, pois caso a configuração em análise (estado analisado) não atenda totalmente à carga, dentro de limites operacionais, um algoritmo de redespacho e corte de carga é acionado determinando em última análise se aquele estado é de sucesso ou falha. No caso de falha, deve determinar o montante do corte de carga necessário para trazer aquele estado a níveis de operação condizente com o limite de todos os equipamentos do sistema.

A análise de adequação, em última instância, deve ser realizada por um fluxo de potência ótimo cuja função objetivo é minimizar o montante de corte de carga. Atualmente no programa NH2 estão disponíveis dois modelos de otimização, um baseado em programação linear [RMM92], e mais recentemente foi incorporado um algoritmo não linear baseado no método de pontos interiores [GMM95].

Conceitualmente a análise de adequação de qualquer estado de um sistema de potência é simples e imediata, entretanto, o estabelecimento dos critérios para determinação da fronteira entre sucesso e falha ou até mesmo na profundidade do corte de carga influenciam sobremaneira nos mesmos que, por sua vez, refletem nos índices.

Além disto, a operação dos sistemas mais próximos dos limites, requerem algoritmos mais robustos (no caso de fluxo *AC*) para solução dos diversos estados que envolvem, na maioria das vezes, a quebra de algumas unidades geradoras e eventualmente de um ou mais circuitos. A desagregação dos índices de confiabilidade por tipo de restrição ganha um novo modo de falha que é por colapso de tensão. Com as redes cada vez mais estressadas um montante de carga pode ter que ser cortado para obtenção de uma solução para rede.

No caso de utilização de fluxo de potência *DC*, o programa *NH2* dispõe de um artifício que permite atribuir um múltiplo do *SIL* de cada circuito como limite do mesmo. Esta facilidade permite a utilização de fluxo de potência *DC*, que simplifica sobremaneira a análise, para diversas aplicações.

Um dos fatores de grande importância para o cálculo da adequação de um estado são os dados. Além dos dados de fluxo de potência tradicionais devem ser fornecidos, com bastante cautela, os limites de tensão em emergência que levarão ao corte de carga. Esta parece uma tarefa fácil, entretanto cabe uma reflexão com relação a estes valores. Deve-se usar valores desejados ou valores que realmente levem ao corte de carga, uma vez que estes limites vão determinar a *EENS*.

Uma segunda etapa é a determinação do critério de redespacho a ser utilizado em cada estado analisado. Este critério pode alterar sobremaneira os valores de corte de carga de cada estado e, conseqüentemente, os valores dos índices de confiabilidade. A mudança do perfil de tensão das barras *PV* após uma contingência não é automática no sistema, e a utilização indiscriminada deste recurso para minimizar o corte de carga é bastante questionada, do ponto de vista operativo.

A representação do sistema deve ser a mais realista possível, sendo implementados os grandes esquemas de proteção, como por exemplo a saída de determinados geradores *(generation drop)* quando de emergências de determinados circuitos do sistema em estudo.

Análise de Adequação - Aspectos Práticos

A análise de adequação de cada estado selecionado é efetuada em cinco etapas: configuração e pré-solução, que implementam as alterações e ajustes associados a cada contingência; solução, que calcula o ponto de operação para a contingência; monitoração, que identifica violações dos limites operativos; e medidas corretivas, que acionam os controles necessários para eliminar estas violações.

A etapa de configuração define a configuração do sistema dada a contingência original e as alterações a ela vinculadas, que correspondem às ações operativas automáticas. Algumas das alterações vinculadas permitidas são: transferência de carga, reconfiguração da rede, corte automático de geração e corte de carga. Na pré-solução são realizados ajustes preliminares, tais como: identificação de ilhas na rede; correções devido aos ilhamentos (remoção de barras isoladas, e definição de novas *swings*); redespacho automático de geração (*CAG*) baseado em fatores de participação e cortes de carga por insuficiência de geração.

Na etapa de solução são calculados o fluxo de potência (*AC* ou linearizado) e são também adotadas técnicas para tratamento de casos não convergentes ou divergentes através de ajustes e cortes de carga no sistema. A monitoração identifica os limites operativos violados, que compreendem: sobrecargas em circuitos, sub/sobretensão em barras, intercâmbios entre áreas, geração de potência reativa, potência ativa nas barras *swing* e corte de carga por insuficiência de geração ou isolamento de barras.

As etapas descritas acima são as mais acionadas pelo programa, pois são responsáveis pelo diagnóstico de todos os estados selecionados para a análise. A última etapa é utilizada somente em alguns dos estados simulados para eliminar as violações operativas detectadas na monitoração. Através de um método de otimização baseado em linearizações sucessivas com representação AC da rede é possível minimizar o corte de carga necessário para eliminar as violações [C93a]. Este método aciona alguns controles do sistema, tais como: redespacho de geradores, ajuste de *taps* em transformadores *LTC* e, em último caso, cortes de carga. Nesta etapa pode-se ainda optar por soluções *locais* condicionadas a controles acionados só na *vizinhança* das violações. Desta forma, os resultados obtidos estarão mais próximos da realidade operativa.

Novas Perspectivas na Análise de Adequação

Além dos problemas já mencionados com a análise de adequação tradicionalmente realizada, a estrutura do setor elétrico mundial está mudando, no sentido de buscar uma maior eficiência na produção e transporte de energia elétrica através da competição. Estas mudanças vão refletir no conceito de análise de adequação, uma vez que novos negócios surgem envolvendo a utilização do sistema elétrico.

Dentro desta verdadeira revolução no setor elétrico o número de agentes com acesso à rede cresce substancialmente. Dois novos agentes surgem neste novo ambiente: o produtor independente de energia e o acessante da rede (*wheeler*).

O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

O acessante da rede é o agente que detém um contrato envolvendo uma transação de transmissão. Uma transação de transmissão é definida como o fornecimento e a distribuição de uma potência de um vendedor a um comprador através da rede.

A referência [M96] propõe uma metodologia para alocação do custo fixo da rede de transmissão que considera o impacto de uma transação de transmissão na confiabilidade do sistema.

As transações de transmissão foram classificadas em [M96] nas seguintes categorias :

- transações firmes: são aquelas que não admitem interrupção do serviço

- transações interruptíveis: são aquelas que podem ser interrompidas a critério da concessionária, em condições estabelecidas *a priori*.

- transações de longa duração: são aquelas que se realizam durante um período de vários anos.

- transações de curta duração: são aquelas que se realizam durante um período curto, que pode variar desde algumas horas até um ou dois anos. Tais transações normalmente não têm reforços de transmissão associados.

Neste contexto a avaliação de confiabilidade composta não poderá mais se limitar a averiguar a continuidade dos consumidores como também estimar o impacto de novas transações de transmissão, operações não convencionais de produtores independentes e outros na confiabilidade do sistema [BG96, LBC95, YW96].

Estas mudanças estendem o conceito de uma análise de adequação da rede, onde apenas os índices de corte de carga devido a violações em limites de elementos da rede e de tensão em barramentos. A presença de novos serviços prestados pela rede demanda o cálculo de novos índices para caracterizar a adequação desta rede. Neste contexto uma análise de adequação deve estimar além dos índices de continuidade do serviço, o grau de cumprimento dos contratos pelos produtores independentes aos seus consumidores, da rede como provedora do serviço de transporte, o impacto dos acessantes à rede no desempenho global do sistema e outros.

Algumas implementações nos modelos atuais para cálculo da confiabilidade composta serão necessárias. O objetivo é integrar os novos agentes - Produtores Independentes de Energia e as transações de transporte de energia na rede elétrica. Novas flexibilidades em modelos e representação dos diversos agentes serão primordiais para uma análise de confiabilidade composta.

Integrar os Produtores Independentes na etapa de análise de adequação de um estudo de confiabilidade composta, deve prever diversas modalidades particulares de operação dos diferentes *PIE*. A capacidade máxima de uma unidade geradora

pertencente a um produtor independente pode variar conforme a situação. Por exemplo, os Co-geradores têm sua capacidade máxima associada ao seu processo de produção, independente das necessidades do sistema de transmissão.

A referência [DPK97] mostra o desenvolvimento de um método computacional utilizando Simulação Monte Carlo Seqüencial, cujo objetivo é integrar o conceito de Produtores Independentes e transações de transmissão na avaliação de confiabilidade.

No trabalho mencionado cada transação de transmissão é modelada através da introdução de um gerador (100% confiável) no nó de injeção, e uma carga no nó de retirada. A capacidade do gerador, no período analisado é determinada pelo acordo de contrato. A carga segue a curva do gerador.

O modelo de redespacho dos geradores deve comportar as particularidade operativas dos *PIE* e das transações de transmissão.

Alguns dos índices propostos na referência [DPK97] são transcritos abaixo:

- Referentes aos *PIE*

  Expected Total Energy Supplied (TWh/year)
  Expected Average production Cost ($/MWh)
  Expected Total Cost of Energy Purchased by the Utility ($/year)
  Expected Damage Cost of Interruptions due to Faults ($/year)

- Referentes aos acessantes da rede

  Expected Annual Energy Being Transmited (GWh/year)
  Expected Frequency (oc./year) and
  Expected Annual Duration (hour/year) of Wheeling Transaction not being Performed

A referência [CPR97] sugere uma ferramenta que otimize os contratos dos *PIE.* O trabalho mostra que os agentes que formam um sistema elétrico (consumidor, concessionária e *PIE)* têm diferentes objetivos. Os consumidores querem minimizar os seus custos, os *PIE* e as concessionárias querem maximizar os seus lucros. Para otimizar os contratos dos *PIE* o autor sugere uma representação detalhada de diferentes modalidades de operação do *PIE*, como participação direta na curva de carga do sistema, ou retirada nos fim de semana (por exemplo).

Neste caso duas análises de confiabilidade foram realizadas e a *EENS* foi valorada e atribuída como um custo adicional ao consumidor. Estas duas análises tiveram basicamente representações diferentes na análise de adequação da participação do *PIE* ao longo da curva de carga.

Diante destes novos negócios, a rede de transmissão deve ter a todo momento a sua *capacidade disponível de transmissão*, que deve ser calculada com cautela para que a qualidade do fornecimento não seja degradada.

3.2.5 Análise de Confiabilidade

O primeiro passo para realizar uma análise de confiabilidade é determinar o universo do estudo. Este pode ser definido pelo nível hierárquico que será analisado (NH1, NH2 ou NH3) ou por restrição eletrogeográfica, através de seleção de áreas de interesse. É recomendável iniciar o processo de análise de confiabilidade considerando apenas a transmissão para adquirir sensibilidade em relação ao sistema simulado. Em seqüência, utiliza-se o método de Simulação Monte Carlo não-seqüencial para avaliar o impacto das falhas combinadas de transmissão e de geração. É interessante determinar as parcelas referentes às falhas de geração, transmissão e compostas no índice global.

Transmissão

Para a avaliação da confiabilidade da transmissão o método de solução mais utilizado é a enumeração de contingências. Entretanto, dependendo do sistema a enumeração de contingências simples apenas pode acarretar um *gap* elevado entre os limites superiores e inferiores dos índices, sendo necessária a utilização de avaliação de contingências duplas para aumentar a parcela do espaço de estados analisada. Está disponível no programa *NH2* uma opção em que o efeito de contingências duplas distantes são estimadas através da soma dos cortes de carga, sem a resolução efetiva do sistema. Uma outra opção é a utilização do método de Simulação Monte Carlo não-seqüencial para estimar os índices referentes à transmissão.

Composta Geração/Transmissão

Para a avaliação da confiabilidade composta, o método mais adequado é o de Simulação Monte-Carlo. A convergência do método de Monte Carlo está baseada na incerteza relativa dos índices dos índices *LOLP* e *EPNS* do sistema, como já mencionado no Capítulo 2 deste trabalho, e é recomendável que estes valores não sejam superiores a 5%.

Para tornar mais eficiente o processo de convergência pode-se aproveitar os resultados de uma análise de enumeração prévia para o cálculo dos índices compostos, utilizando-se regressão. Para análise com vários cenários, pode-se proceder análises individuais totalizadas no final, ou realizar uma análise global dos cenários. Nesta última hipótese é possível aprimorar o processo de convergência dos índices globais, através da divisão do número total de sorteios em lotes. Após a simulação de cada lote de sorteios é realizada uma alocação ótima dos sorteios pelos cenários, o que resulta em maior eficiência. Existe um compromisso entre o número de sorteios por lote e o número de cenários com a eficiência do método na redução da variância dos índices estimados.

3.3 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentadas as etapas necessárias para a realização de uma avaliação de confiabilidade composta de sistemas de potência de grande porte. Pode-se destacar o cuidado necessário com os dados e os critérios utilizados para corte de carga que, em última instância, vão determinar os valores de corte de carga de cada estado. É sugerida a utilização do método de Simulação Monte Carlo para o cálculo da confiabilidade composta de sistemas de potência. Foi também sugerida a utilização de índices adicionais que contemplem os novos agentes como *PIE* e acessantes da rede de transmissão.

No Capítulo 4 serão descritas as principais aplicações da teoria marginalista em sistemas de potência.

Capítulo 4

Custos Marginais em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão

4.1 Introdução

Neste Capítulo, inicialmente, é feita uma rápida introdução da teoria marginalista, e em seguida são descritas as principais aplicações em sistemas de potência, e o cálculo dos custos marginais de confiabilidade.

O custo marginal é a mudança no custo total associada à produção de uma unidade adicional do produto em questão.

A aplicação da teoria marginalista no setor elétrico tem origem em 1949 com os trabalhos de Boiteux e Steiner na França. A teoria de custos marginais assume que uma empresa tem por objetivo a maximização dos seus lucros. Com base na teoria marginalista é possível definir o nível de produção que maximiza os lucros de uma empresa perfeitamente competitiva [MMR94, BB93].

Quatro condições definem uma indústria como perfeitamente competitiva [BS92]:

i. as mercadorias produzidas por todas as empresas devem ser idênticas;

ii. cada empresa deve ser suficientemente pequena em relação ao mercado para que não possa afetar o preço do produto;

iii. todos os insumos devem poder entrar e sair do mercado sem dificuldades;

iv. os consumidores, as empresas e os proprietários dos insumos devem ter perfeito conhecimento dos dados econômicos e tecnológicos relevantes.

Sob condições de concorrência perfeita, o preço de um produto é definido pelo mercado. Nesta condição o lucro máximo ocorre para o nível de produção em que o preço se iguala ao custo marginal. Considere inicialmente que o preço definido pelo mercado é *P* associado à uma quantidade *Q*. Para qualquer quantidade de produção menor que *Q*, o preço excede o custo marginal, sendo vantajoso para empresa aumentar a produção, uma vez que a receita total aumentará mais que o custo total, e assim os lucros totais subirão. Por outro lado não vale a pena para a empresa produzir quantidades maiores que *Q*, já que para essas quantidades o custo marginal aumentará mais que a receita total e os lucros totais cairão. Então, para um preço *P*, o nível de produção *Q* maximiza os lucros da empresa.

Em resumo, as empresas maximizadoras de lucros produzem e vendem uma unidade adicional de produção apenas se a receita marginal (preço) for, ao menos, tão grande quanto o custo marginal [BB93, BS92].

Matematicamente, o lucro total de uma empresa perfeitamente competitiva é dado por:

$$L = qp - C(q) \tag{4.1}$$

onde:

L : lucro total da empresa perfeitamente competitiva;

p : preço do mercado, estabelecido com base na igualdade entre a oferta total e a demanda do produto pelo mercado;

q : quantidade produzida;

C(q) : função de produção, dada pela relação entre as quantidades de insumos para a produção de uma dada quantidade q.

Se o lucro L é máximo:

$$\frac{\delta L}{\delta q} = P - \frac{\delta C(q)}{\delta q} = 0 \qquad (4.2)$$

$$P = \frac{\delta C(q)}{\delta q} \qquad \text{Custo Marginal} \qquad (4.3)$$

4.2 Aplicação em Sistemas Elétricos

A abordagem baseada na teoria de custos marginais vem sendo utilizada em vários estudos de planejamento e operação, tais como a determinação de tarifas [MMR94], comparação de alternativas de investimento de expansão [BS92], postergação de investimentos devido a restrições financeiras, determinação de contratos de suprimento entre empresas, etc.

4.2.1 Tarifação

A teoria da tarifação a custos marginais teve seu desenvolvimento iniciado por Dupuit em 1932 [BB93].

A tarifação a custos marginais tem como idéia básica cobrar dos consumidores os custos adicionais causados pelo seu consumo.

Os conceitos de tarifa ao custo marginal se apoiam na teoria microeconômica, existindo duas variantes: a tarifa ao custo marginal de curto prazo e a tarifa ao custo marginal de longo prazo.

O custo marginal de curto prazo ou custo marginal de operação é o custo do atendimento de uma unidade a mais de demanda, considerando o sistema existente. Ou seja, o atendimento da carga adicional é feito com o aumento da geração térmica e/ou com a diminuição da qualidade do serviço.

A tarifa a custo marginal de curto prazo é geralmente fixada para períodos anuais e reajustada quando ocorrem variações significativas deste custo. O Chile aplica este tipo de tarifa desde 1972.

O custo marginal de longo prazo ou custo marginal de expansão é o custo de atendimento de uma unidade a mais de demanda, considerando a expansão do sistema e permitindo também a alteração na qualidade do serviço e dos níveis de geração térmica.

As tarifas ao custo marginal de longo prazo são geralmente calculadas a partir de custos incrementais associados a planos de expansão específicos.

Quando um sistema está operando em seu ponto ótimo, o seu custo marginal de longo prazo é igual ao seu custo marginal de curto prazo. Nesta situação o sistema estará operando no ponto de custo médio mínimo.

Entre os métodos propostos para valorar os serviços de transmissão está o baseado nos custos marginais. Neste caso, o preço do serviço é igual à diferença entre os custos marginais dos barramentos de injeção e retirada da energia multiplicado pelo

montante em MW da transação. A grande desvantagem deste método se refere a não remuneração completa dos custos de transmissão [BB93, FAA90].

4.2.2 Estudos de Planejamento e Operação

Os critério de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração envolvem aspectos econômicos e de garantia de suprimento que refletem o compromisso entre qualidade de serviço obtido e seu custo. O critério em que se baseiam a expansão e a operação dos sistemas elétricos é o de atender aos requisitos do mercado de energia elétrica, segundo parâmetros que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória para os consumidores, a custo mínimo.

Fixados um ou mais critérios para a qualidade de atendimento ao mercado, a condição de otimalidade da expansão do sistema é dada pela minimização do custo total de atendimento ao mercado, que inclui custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos esperados de combustíveis do parque termoelétrico e os custos de restrição de continuidade de energia.

Os custos de restrição de continuidade de energia podem ser avaliados sob três enfoques, a saber: *O custo do déficit* reflete as restrições de natureza energética e está associado aos programas de racionamento notificados com antecedência e podem durar vários meses, *os custos de interrupção* de potência que estão associados às falhas aleatórias dos elementos do sistema, com duração relativamente curtas, e o *custo de não faturamento* que diz respeito ao prejuízo sofrido pela concessionária de energia elétrica pelo fato de não ter concretizada a venda de energia aos usuários [MHS92].

A condição de otimalidade da expansão do parque gerador - custo mínimo total - pode ser representada pela igualdade, a cada instante, entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão. Esta condição pode ser compreendida ao

imaginarmos as duas possibilidades de se atender a um acréscimo de mercado no sistema:

a) através dos meios existentes, incorrendo-se em aumento dos custos operativos (geração térmica e déficits esperados);

b) através da incorporação ao sistema de uma nova usina geradora, a mais econômica disponível para a expansão do sistema.

Em um dado ponto qualquer da trajetória de expansão do sistema, atende-se a esse acréscimo de carga pela opção a, ou seja, através do aumento do custo de operação, enquanto este custo for menor que a opção b. Neste ponto, torna-se mais econômico colocar a nova obra no sistema e atender ao acréscimo de mercado com o sistema expandido.

Na verdade, a cada usina nova que se acrescenta ao sistema está associada à capacidade de geração de um bloco discreto de energia. Entretanto, imaginando-se capacidades de geração infinitesimais atendendo a acréscimos muito pequeno de mercado, teremos no limite a igualdade conceitual entre os custos marginais de expansão e operação como condição de otimalidade.

Uma relação inversa entre capacidade e risco é inerente à definição de planos alternativos de expansão. Como a teoria econômica sugere, a confiabilidade deve ser tratada como uma variável a ser otimizada. Desse modo o preço e a confiabilidade devem ser otimizados simultaneamente.

O nível ótimo de confiabilidade é atingido quando o custo marginal de capacidade adicional para melhorar a confiabilidade iguala o valor esperado dos benefícios para os consumidores, resultantes das interrupções ou racionamentos evitados pelo incremento de capacidade.

A Figura 4.1 na medida em que a confiabilidade aumenta, os custos de déficit (CD) ou de interrupção diminuem, enquanto os custos do sistema (CS) sobem mais rapidamente. A confiabilidade é otimizada para R, onde o custo total (CT=CD+CS) é mínimo.

O princípio de confiabilidade ótima pode ser interpretado como o nível de confiabilidade para o qual se igualam os custos marginais de expansão e operação.

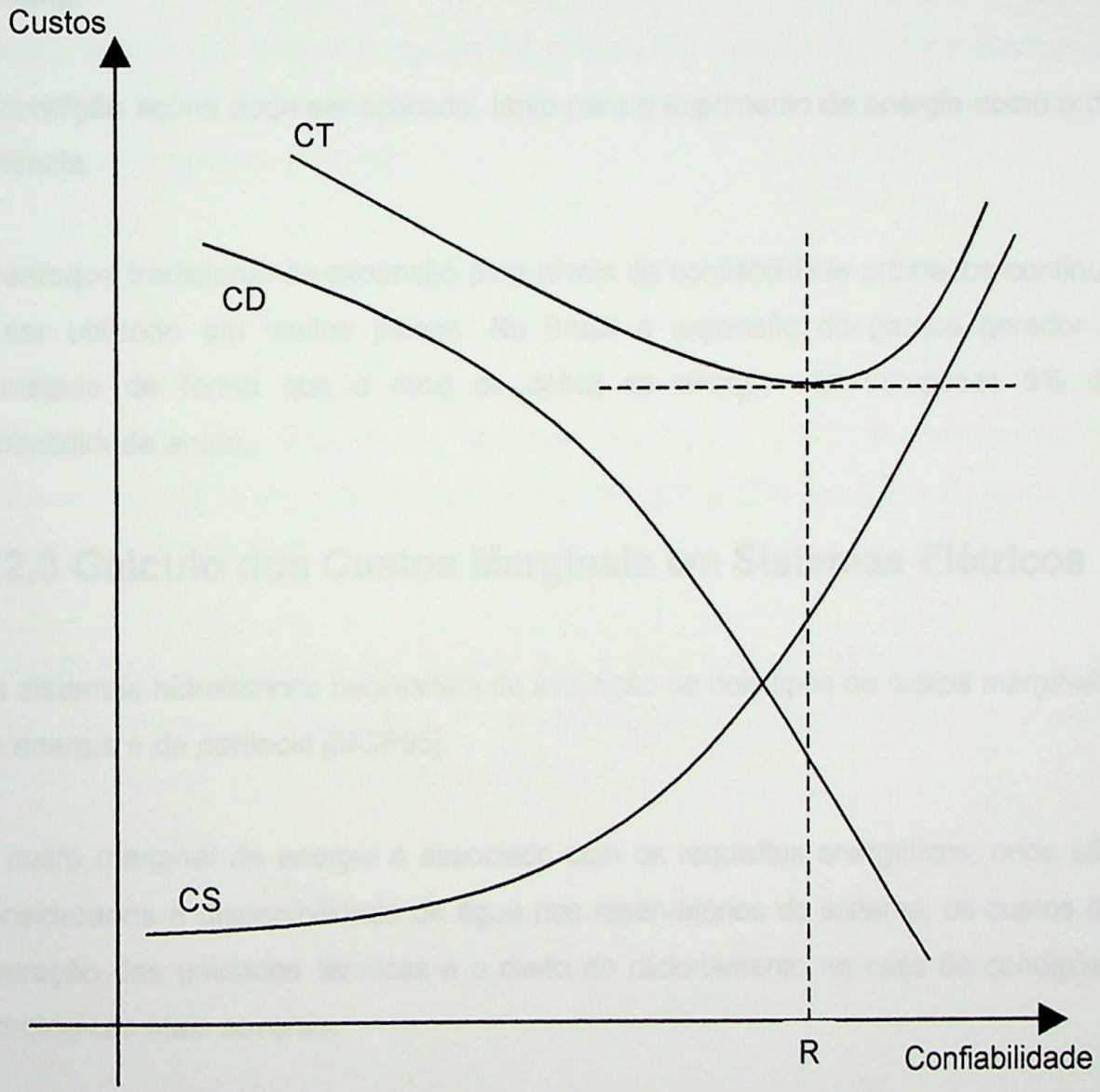


Figura 4.1 - O Nível Ótimo de Confiabilidade

Uma explicação intuitiva ajuda a compreender esta otimização do risco de interrupções ou racionamentos. Se o custo marginal de operação é menor que o custo marginal de expansão, o fornecimento de uma unidade adicional de consumo deve ser feita pela utilização mais intensiva do sistema existente, admitindo-se inclusive aumento do risco de restrição de continuidade de energia elétrica.

Se o custo marginal de operação ultrapassa o custo marginal de expansão o fornecimento de uma unidade adicional de consumo deve ser feita pela expansão do sistema.

A condição acima pode ser aplicada, tanto para o suprimento de energia como o de potência.

O enfoque tradicional de expansão para níveis de confiabilidade arbitrados continua a ser utilizado em muitos países. No Brasil a expansão do parque gerador é planejada de forma que o risco de déficit de energia não ultrapasse 5% de probabilidade anual.

4.2.3 Cálculo dos Custos Marginais em Sistemas Elétricos

Os sistemas hidrelétricos necessitam da avaliação de dois tipos de custos marginais: *de energia e de potência* [MGP95].

O *custo marginal de energia* é associado com os requisitos energéticos, onde são considerados a disponibilidade de água nos reservatórios do sistema; os custos de operação das unidades térmicas e o custo do racionamento no caso de condições hidrológicas mais severas.

O *custo marginal de potência* é associado com os requisitos de demanda, onde são considerados a capacidade disponível nas unidades geradoras, saídas de equipamentos, intercâmbios com sistemas vizinhos.

A separação dos custos marginais em energia e potência é razoável pois estes dois aspectos estão associados com diferentes decisões de reforços no sistema. A melhoria nas condições de suprimento de energia requer a construção de novas usinas, e a melhoria nas condições de suprimento de potência é obtida através da instalação de unidades adicionais nas hidrelétricas e reforços no sistema de transmissão. O custo de não fornecimento de energia e potência também são bem diferentes, como já foi mencionado no item anterior. Nos Capítulos 5 e 6 desta dissertação são utilizados o custo marginal de potência e o custo de interrupção.

Para o cálculo dos custos marginais de energia, foi desenvolvido um algoritmo de programação dinâmica estocástica com a representação dos reservatórios agregada, descrito na referência [PMG94].

O cálculo dos custos marginais de potência [TPA86, MGP95] em geral não levam em conta as restrições da rede, até mesmo pela dificuldade prática de tal consideração. Neste trabalho os custos marginais de potência são calculados através de um programa de confiabilidade composta - o NH2 já mencionado no Capítulo 3, onde os aspectos probabilísticos dos geradores, da rede e da carga são levados em consideração.

A seguir será apresentada uma revisão dos conceitos de custos marginais de curto prazo em sistemas de geração e transmissão [GCC92]. Para simplificar a notação será utilizado um sistema puramente térmico.

$$Min \quad \sum_{i=1}^{N} c_i g_i$$

s.a. Custo Marginal

$$B\theta + g = d \qquad \pi_d \qquad (4.4)$$

$$g \leq \bar{g} \qquad \pi_g \qquad (4.5)$$

$$|f| \leq \bar{f} \qquad \pi_f \qquad (4.6)$$

onde:

B é a matriz de suceptância, cujos elementos são:

$B_{kl} = Y_{kl}$ para $k \neq l$

$B_{kk} = \sum_{l \in \Omega_k} -Y_{kl}$ Ω_k barras conectadas à k

Y_{kl} - suceptância do circuito k-l;

q - ângulo da tensão;

g - geração de potência ativa;

f - fluxos nos circuitos;

d - carga;

c_i - custo de geração da unidade *i*

O custo marginal associado com a variação de demanda é dado pelo multiplicador simplex π_d da equação de balanço (4.4). De acordo com a teoria de custos marginais, π_d é a tarifa ótima a ser cobrada. Por outro lado, o custo marginal associado à variação na capacidade de geração é o multiplicador π_g da restrição (4.5). Em termos da teoria de custos marginais, a remuneração do gerador *i* é dada pelo produto $\pi_{gi} \times \underline{g}_i$. Se o sistema é planejado no ótimo, esta remuneração deverá compensar os custos de operação e investimento. Na referência [PMG94] é mostrado que a remuneração de um circuito *kl* é dada por:

$$L_{kl} = (\pi_{dk} - \pi_{dl}) f_{kl} \qquad (4.7)$$

A expressão (4.7) pode ser interpretada como se o circuito *kl comprasse* energia da barra *k* (pagando o custo marginal da barra π_{dk}) e *vendesse* esta energia para a barra *l* (custo marginal π_{dl}).

4.3 Avaliação do Custo Marginal para o Problema de Confiabilidade

O custo marginal em cada barra corresponde ao multiplicador simplex π_d associado à equação de balanço de potência. A remuneração dos circuitos é calculada como na Eq. (4.7). O valor esperado dos custos marginais e remuneração é estimado como a média sobre os estados selecionados.

O programa *NH2* [C93a, C93b, MMR94], utilizado neste trabalho para cálculo da confiabilidade composta, calcula um índice de sensibilidade do montante de corte de carga com respeito a variações incrementais de demanda nas barras (multiplicadores de barra), e com respeito a reforços incrementais na transmissão (multiplicadores de circuito), que são os custos marginais de operação.

Os multiplicadores de um determinado estado analisado são obtidos a partir de um pós-processamento no modelo de otimização utilizado para o cálculo das medidas corretivas daquele estado. Os multiplicadores medem a sensibilidade do valor ótimo da função objetivo (mínimo corte de carga) em relação ao incremento de injeção de potência em todas as barras ou de transmissão.

Um multiplicador de barra representa o quanto variará o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de demanda na barra. Existe portanto uma parcela ativa (referente a um incremento de potência ativa) e uma parcela reativa (referente a um aumento de demanda reativa na barra) no multiplicador de barra. Estas parcelas podem ser compostas em um único valor supondo-se fator de potência constante na barra.

Normalmente os multiplicadores de barra são positivos, significando que um aumento na demanda provocará um aumento no montante de corte de carga. Os multiplicadores deverão ser maiores nas barras onde houve corte de carga e vizinhas, e menores nas barras mais distantes. Multiplicadores de barra negativos podem ocorrer, significando incoerência no sistema, tendo em vista algumas características próprias do sistema de transmissão (p.e., folgas e não linearidades). As barras com os maiores multiplicadores indicam os melhores pontos para introdução de uma nova geração no sistema, pois seriam mais efetivas na redução da *EENS* por MW instalado.

Um multiplicador de circuito representa o quanto variará (no modelo linear) o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de transmissão no circuito. Existe portanto uma parcela referente a um incremento na susceptância do circuito e uma parcela referente a um incremento na condutância do circuito. Estas duas parcelas podem ser compostas em um único valor supondo-se relação r/x constante no circuito.

Normalmente os multiplicadores de circuito são negativos, significando que um reforço na transmissão provocará uma redução no montante de corte de carga. Os multiplicadores deverão ser maiores nos circuitos mais estressados ou próximos de onde houve corte de carga, e menores nos circuitos mais distantes. Multiplicadores de circuitos positivos podem ocorrer, significando incoerência no sistema, indicando que um reforço traria uma deterioração da confiabilidade.

4.4 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada uma rápida introdução da teoria marginalista, e, em seguida, foram descritas as principais aplicações em sistemas de potência, e o cálculo dos custos marginais de confiabilidade.

Normalmente os custos marginais por barra são positivos, significando que um aumento na demanda provocará um aumento no montante de corte de carga ou na *EENS*.

As barras com os maiores custos marginais indicam os melhores pontos para introdução de uma nova geração no sistema, pois seriam mais efetivas na redução da *EENS* por MW instalado.

Na prática, a decisão de novos pontos para geração depende de uma série de fatos, o principal objetivo deste trabalho é direcionar os investimentos de potenciais produtores independentes para os melhores pontos do sistema sob o ponto de vista de confiabilidade.

No próximo Capítulo serão apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste.

Capítulo 5

Confiabilidade do Sistema Sudeste Brasileiro

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste Brasileiro, calculados com o programa *NH2*, descrito no Apêndice A, bem como o efeito da incerteza na carga sobre os índices. Os resultados são mostrados para o sistema, por área e até mesmo por barra. Os índices são desagregados por tipo de falha e por nível hierárquico. O período analisado foi 1999 - 2002.

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

5.2 Casos Analisados

O sistema Sudeste Brasileiro utilizado nas simulações realizadas neste trabalho, corresponde a um equivalente obtido a partir dos casos do *GTPD* - 96 - Grupo de Trabalho do Plano Decenal [E96] referentes ao período 1999 - 2002. Este sistema possui 1239 barras, 1981 circuitos e 136 geradores. Este sistema é predominantemente hidrelétrico, com algumas usinas térmicas. No equivalente utilizado neste trabalho são considerados apenas os circuitos com tensão igual ou superior a 138 kV.

Nos estudos de confiabilidade composta realizados, o custo unitário de interrupção foi considerado *1500 US$/MWh*. Este valor corresponde ao custo médio de interrupção na região Sudeste [E91b, MHS92].

A carga foi modelada por três patamares, através do programa MODCAR, que procura representar estatisticamente o comportamento da curva de carga ao longo do ano. A escolha de três patamares procura refletir o que é feito tradicionalmente em estudos de planejamento. Foi utilizada a opção que não força o agrupamento do patamar 1 pu. Adotou-se como referência os casos base de fluxo de potência de cargas pesada, média e leve, elaborados no âmbito do *GTPD* - 96, sem correção do nível de carga. Foram incluídas incertezas Gaussianas para cada patamar de carga de 2%.

A Tabela 5.1 mostra a probabilidade de cada patamar, bem como as taxas de transições entre os patamares, obtidas com o programa MODCAR.

Tabela 5.1 - Modelo de Carga

Patamar	Nível (%)	Probabilidade do Patamar	Transições	
			Para	Taxa(1/ano)
1	85.9	0.495	2	0.087
2	72.4	0.1612	3	0.268
			1	0.243
3	61	0.3442	2	0.114
			1	0.012

Todos os processamentos foram realizados com algoritmos de fluxo de potência *DC*, considerando-se limites das linhas como um múltiplo do *SIL* para cada circuito. Este valor é diferente para cada nível de tensão e está mostrado na Tabela 5.2. Este

artifício foi utilizado para reduzir o impacto da não consideração da parcela reativa no modelo DC. Tal artifício não seria necessário se adotado o fluxo de potência AC completo.

Tabela 5.2 - Multiplicador do *SIL* por Tensão

Nível de Tensão (kV)	Múltiplo do *SIL*
750	1.2
500	2
440	2.5
345	2
230	2
138	4

Na Tabela 5.3 é mostrada a evolução da carga e da capacidade instalada do Sistema Sudeste no período analisado 1999 - 2002.

Tabela 5.3 - Capacidade Instalada e Carga do Sistema Sudeste/Sul

			1999	2000	2001	2002
Capacidade Instalada (MW)			46158	48053	49206	51352
Carga (MW)	Patamar	(%)				
	1	0.495	39058	40708	42506	44325
	2	0.162	34210	34294	35330	36817
	3	0.344	28850	28906	29365	30752
Média			29258	30094	31142	32519

5.3 Índices de Confiabilidade Considerando o Modelo de Carga Completo

5.3.1 Índices do Sistema

Na Tabela 5.4 são mostrados os índices globais do Sistema Sudeste. Neste caso a carga foi modelada com três patamares como já foi mencionado. Estes índices foram estimados através de simulação Monte Carlo não-seqüencial com o programa *NH2*. Para cada ano a convergência dos índices foi obtida com diferentes amostras para a mesma incerteza relativa de 1% especificada para a *LOLP* do Sistema. O tempo médio de CPU foi de 13 min para cada 10000 sorteios, utilizando-se um processador Pentium 200. São listados na Tabela 5.4 os índices *LOLP, EENS, LOLF, LOLD* e *LOLC*, bem como o tamanho da amostra necessária para cada ano.

Tabela 5.4 - Índices Considerando o Modelo de Carga Completo

Índice\Ano	1999	2000	2001	2002
LOLP (%)	21.06	10.48	7.43	6.74
EENS (GWh/ano)	59.47	20.37	16.96	16.81
LOLF (oc./ano)	229.09	69.64	98.72	77.15
LOLD (horas)	8.05	13.18	6.6	7.65
IS (minutos)	91.36	35.61	32.33	27.55
LOLC ($Milhões/ano)	89.205	30.555	25.44	25.215
Amostra	40000	115625	158000	105000

A Tabela 5.4 mostra uma grande redução dos índices em 2000 em relação a 1999. Esta sensível melhora no desempenho do sistema é devido a um grande número de obras de transmissão de porte que são acrescentadas ao sistema no caso de 2000, entre elas o terceiro circuito de Itaipu, a interligação Norte/Sul entre outras.

Os valores estão extremamente elevados quando comparados com padrões internacionais. Estes valores são dependentes, entre outros fatores, da qualidade dos dados e da curva de carga considerada.

5.3.2 Índices por Área

Os índices de confiabilidade podem ser calculados por empresa ou região. Neste trabalho o Sistema Sudeste Brasileiro foi dividido em quatro regiões: São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro / Espírito Santo e Centro-Oeste. A Figura 5.1 mostra a evolução da *LOLC* por região no período.

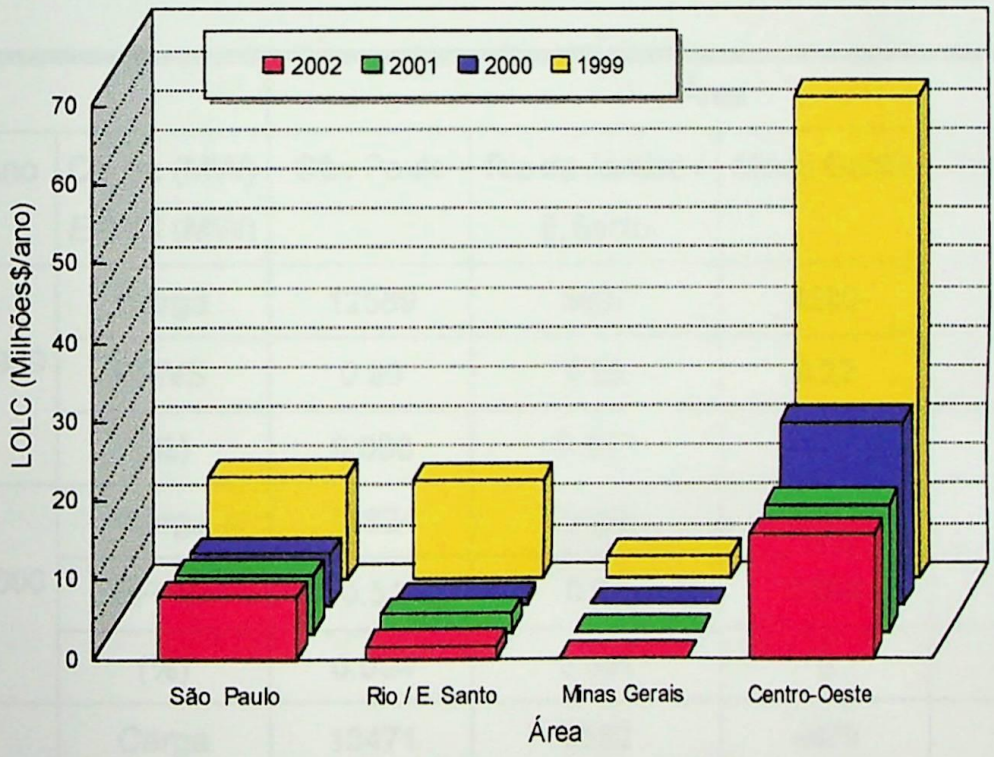


Figura 5.1 - Evolução da LOLC por Área

Observa-se uma redução significativa da *LOLC* em todas as regiões no ano 2000. Em particular a região Centro-Oeste teve a maior redução neste período, embora continue com o pior desempenho do Sudeste, com a *LOLC* na faixa de US$24 milhões por ano. A *LOLC* das regiões Rio e São Paulo são aproximadamente iguais

em 1999 e na faixa de US$12 milhões por ano. Em 2000, com a previsão de entrada de geração local na área Rio, este valor é reduzido para menos de US$1 milhão, em quanto que a *LOLC* de São Paulo fica em US$6.7 milhões.

Outra forma de avaliar o desempenho das regiões é uma comparação da *EPNS* com a carga total da área, fornecendo um bom medidor do desempenho relativo da área. Na Tabela 5.5 são mostradas a *EPNS* e a relação com a carga média por região, salientando o elevado valor da região Centro-Oeste, onde a presença de sistemas radiais deixam a confiabilidade da região em patamares bem inferiores ao do resto do Sudeste.

Tabela 5.5 - Índices por Região Considerando o Modelo de Carga Completo

		Área			
Ano	Carga (MW) *EPNS* (MW)	São Paulo	Rio de Janeiro / E.Santo	Minas Gerais	Centro-Oeste
1999	Carga	12589	5607	4290	1873
	EPNS	0.99	0.95	0.22	4.64
	(%)	0.008	0.017	0.005	0.248
2000	Carga	12824	5460	4488	2058
	EPNS	0.51	0.07	0.004	1.75
	(%)	0.004	0.001	0	0.085
2001	Carga	13471	5592	4670	2210
	EPNS	0.55	0.18	0.001	1.21
	(%)	0.004	0.003	0	0.055
2002	Carga	14042	5760	4814	2392
	EPNS	0.6	0.13	0	1.19
	(%)	0.004	0.002	0	0.05

A Figura 5.2 ilustra a evolução do desempenho de cada área no período 1999 - 2002, através da relação *EPNS* / carga.

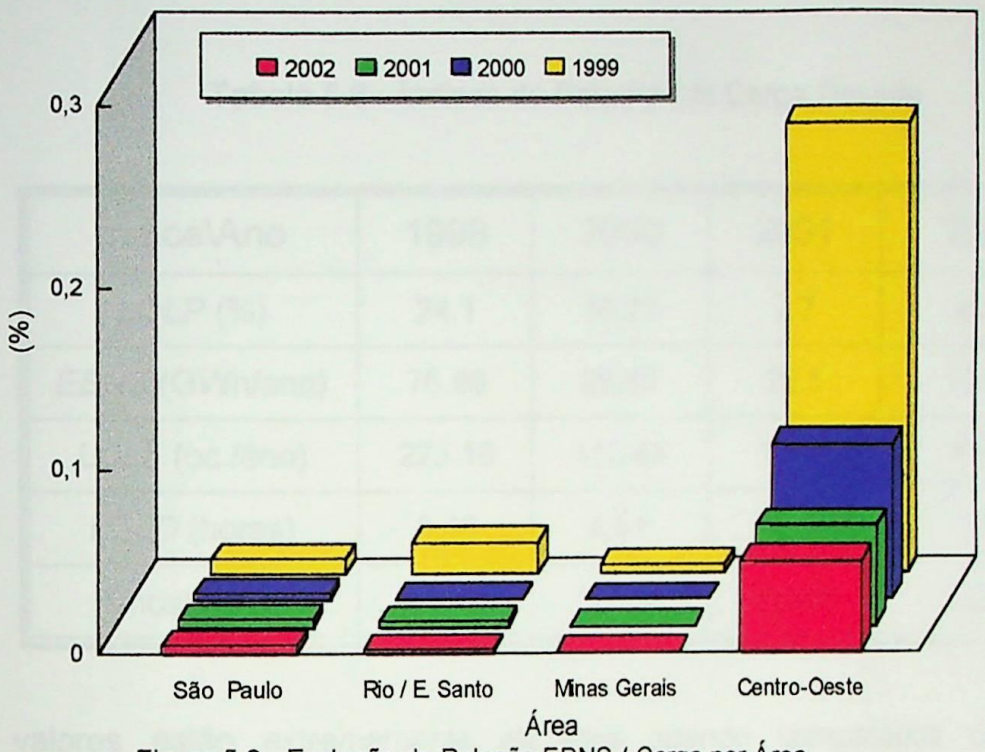


Figura 5.2 - Evolução da Relação EPNS / Carga por Área
Com o Modelo Completo de Carga

As regiões São Paulo e Rio, que apresentaram praticamente o mesmo valor absoluto para a *EENS*, através da comparação relativa da *EPNS* com a carga média de cada região observa-se um melhor desempenho na região São Paulo.

5.4 Índices de Confiabilidade do Patamar Carga Pesada

5.4.1 Índices do Sistema

Na Tabela 5.6 são mostrados os índices condicionados ao patamar 1, que representa a carga pesada do Sistema Sudeste. Como foi mencionado no Capítulo 2,

estes resultados não podem ser utilizados para efeito de valoração de energia não suprida, mas são de extrema utilidade para efeito de comparação.

Tabela 5.6 - Índices do Patamar de Carga Pesada

Índice\Ano	1999	2000	2001	2002
LOLP (%)	24.1	10.27	7.7	6.73
EENS (GWh/ano)	76.96	29.87	22.5	19.93
LOLF (oc./ano)	223.16	112.43	101.9	81.5
LOLD (horas)	9.46	8.01	6.62	7.22
Amostragem	20000	50000	95000	52000

Os valores estão extremamente elevados quando comparados com padrões internacionais. Entretanto deve-se lembrar que os índices gerais do sistema não mostram a situação das regiões que é bastante discrepante no caso do Sistema Sudeste.

5.4.2 Índices por Área

A Figura 5.3 mostra a evolução da *EENS* por região no período 1999 - 2002, para o patamar 1.

Os valores absolutos não retratam a situação relativa do desempenho de cada área. A região de São Paulo mostra uma *EENS* cerca de cinco vezes maior que a da área Rio de Janeiro / Espírito Santo em 2000. Entretanto o valor da carga de São Paulo é 2.3 vezes maior, tornando o desempenho da região de São Paulo superior, como pode ser visto na Figura 5.5.

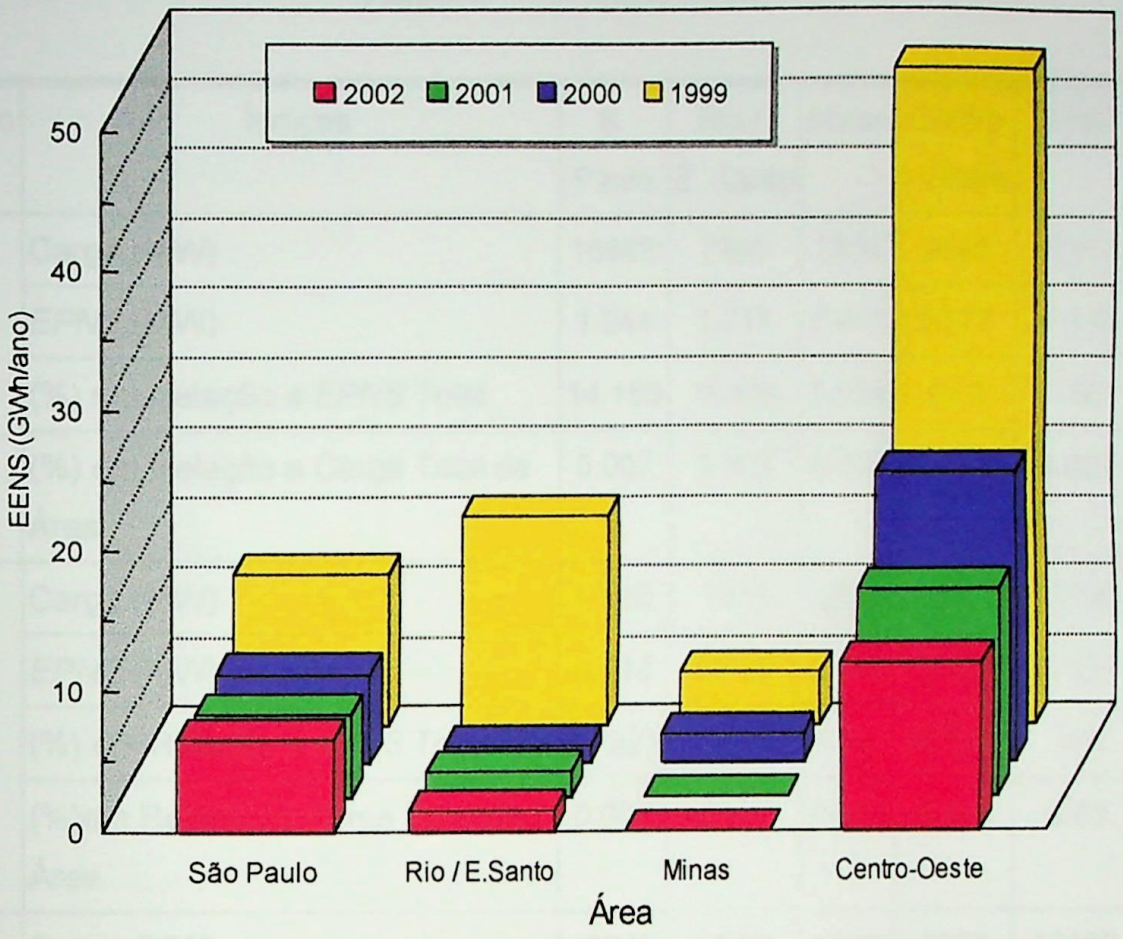


Figura 5.3 - Evolução da EENS por Área no Período Carga Pesada

A Tabela 5.7 mostra a evolução da *EPNS* por região para o patamar de carga pesada. Estes valores são comparados com a *EPNS* total, mostrando a contribuição de cada região na formação do índice total do Sudeste, como mostra a Figura 5.4.

Tabela 5.7 - *EPNS* por Área

Ano	Índices	S. Paulo	Rio / E. Santo	Minas	Centro - Oeste	Total
1999	Carga (MW)	16698	7360	5803	2540	32401
	EPNS (MW)	1.244	1.718	0.447	5.377	8.786
	(%) em Relação a *EPNS* Total	14.159	19.554	5.088	61.2	100
	(%) em Relação a Carga Total da Área	0.007	0.023	0.008	0.212	0.027
2000	Carga (MW)	17352	7473	6070	2787	33682
	EPNS (MW)	0.713	0.131	0.213	2.351	3.408
	(%) em Relação a *EPNS* Total	20.921	3.844	6.25	68.985	100
	(%)em Relação a Carga Total da Área	0.004	0.002	0.004	0.084	0.01
2001	Carga (MW)	18222	7653	6318	2989	35182
	EPNS (MW)	0.671	0.204	0.002	1.689	2.566
	(%) em Relação a *EPNS* Total	26.15	7.95	0.078	65.822	100
	(%)em Relação a Carga Total da Área	0.004	0.003	0	0.057	0.007
2002	Carga (MW)	19006	7889	6511	3239	36645
	EPNS (MW)	0.746	0.158	0	1.371	2.275
	(%) em Relação a *EENS* Total	32.791	6.945	0	60.264	100
	(%)em Relação a Carga Total da Área	0.004	0.002	0	0.042	0.006

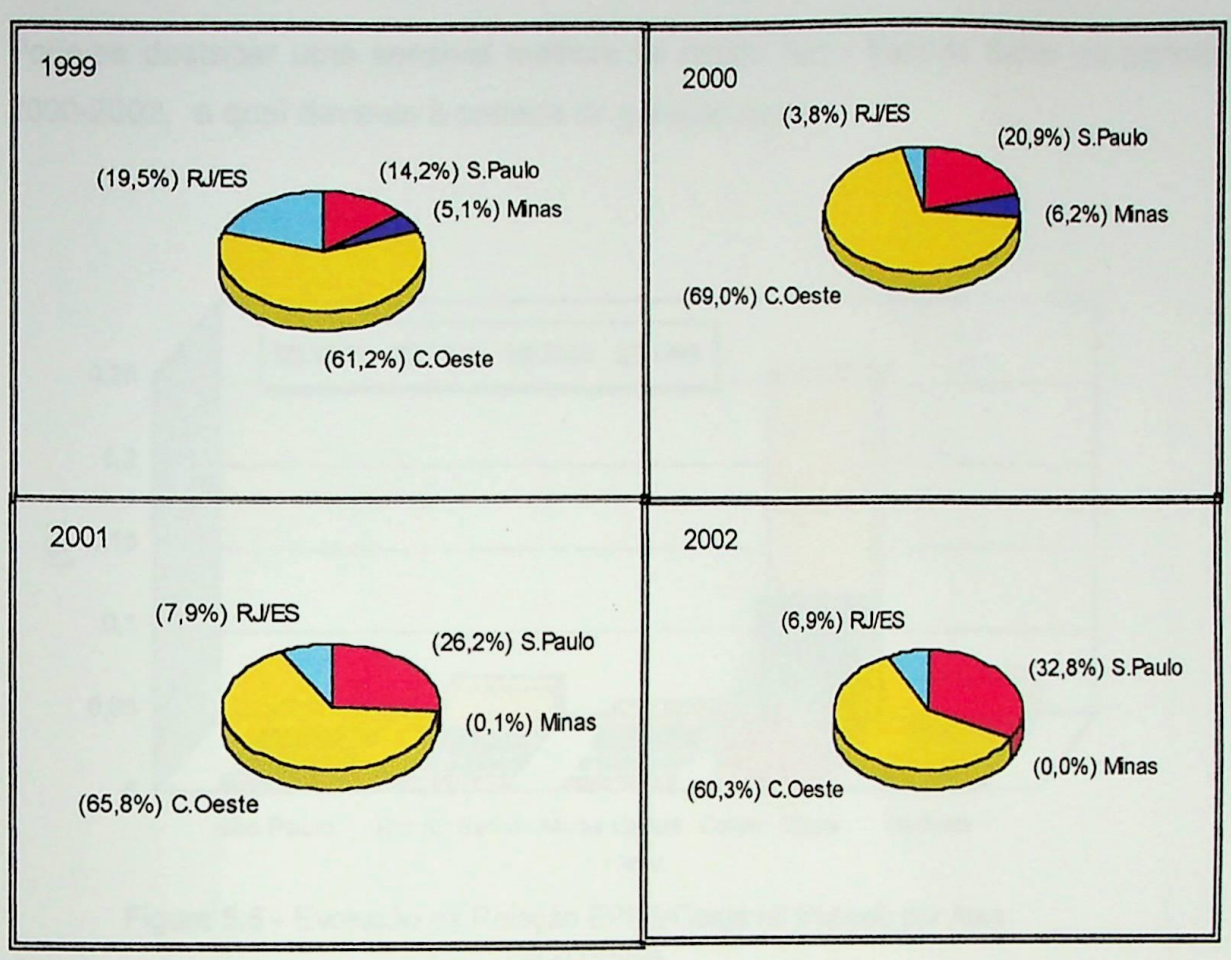


Figura 5.4 - Evolução da Participação de cada Área na *EPNS* Total

A região Centro-Oeste é responsável por 61% do total da *EPNS* do Sudeste em 1999. Observando-se a Tabela 5.7 percebe-se que é também na região Centro-Oeste a maior relação *EPNS*/Carga atingindo 0.2%. A região que apresenta melhores índices é Minas Gerais. Estes resultados, entretanto devem ser analisados com cuidado devido à grande influência do nível de representação de cada empresa nos resultados finais. Algumas empresas representam todos os circuitos radiais, enquanto outras representam apenas o sistema malhado.

A Figura 5.5 mostra a evolução da relação da *EPNS* com a carga da área no período.

Pode-se destacar uma sensível melhora na região Rio / Espírito Santo no período 2000-2002, a qual deve-se à entrada de geração local.

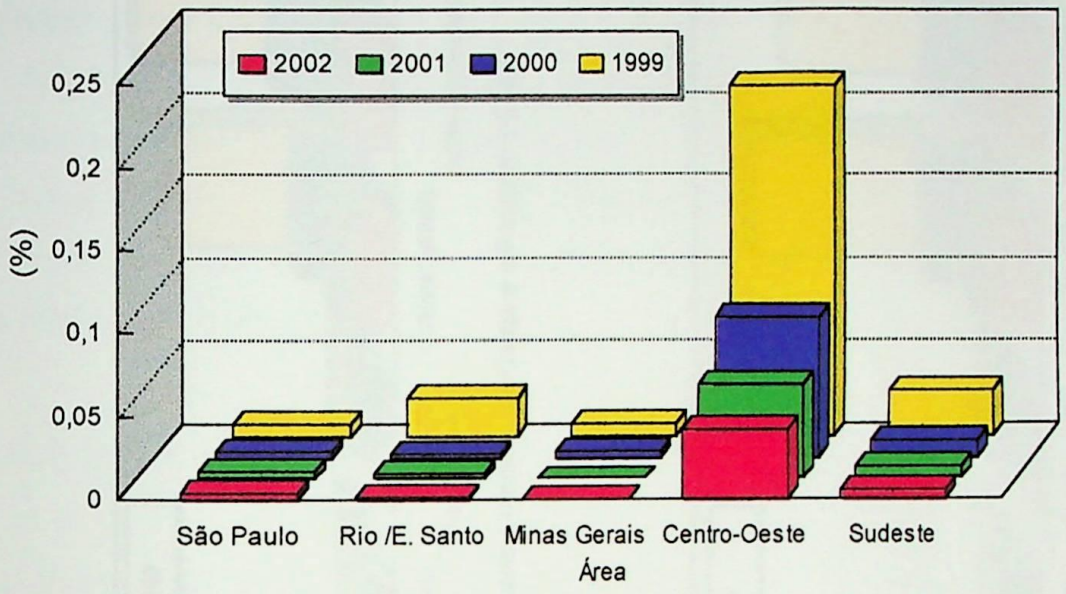


Figura 5.5 - Evolução da Relação EPNS/Carga no Período por Área
Carga Pesada

Embora os valores absolutos da *EPNS* calculada considerando-se o modelo completo de carga sejam inferior aos valores de carga pesada, as proporções desta em relação às cargas são semelhantes, como mostram as Figuras 5.6 e 5.7.

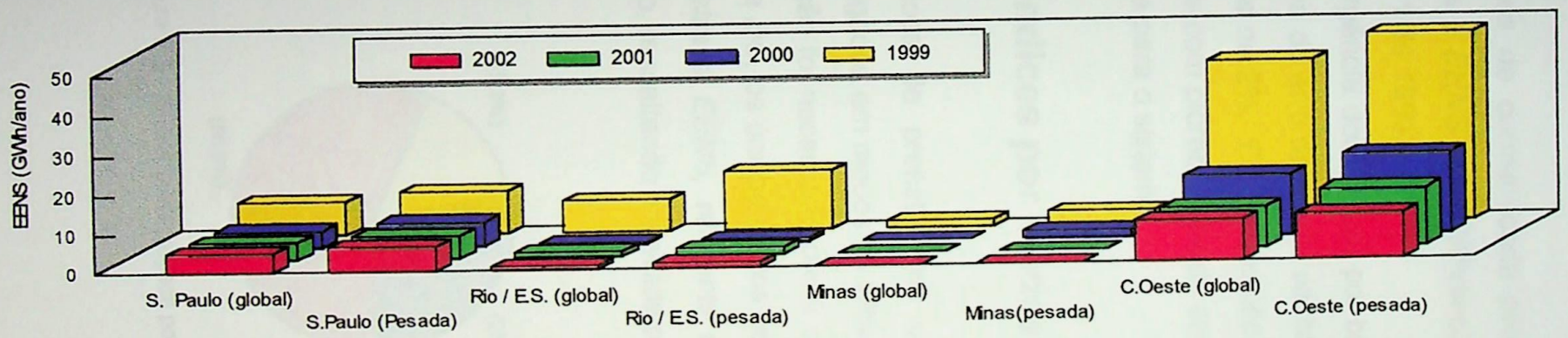


Figura 5.6 - Comparação entre os Valores Obtidos com Modelo Completo de Carga e o Patamar Pesada (EENS)

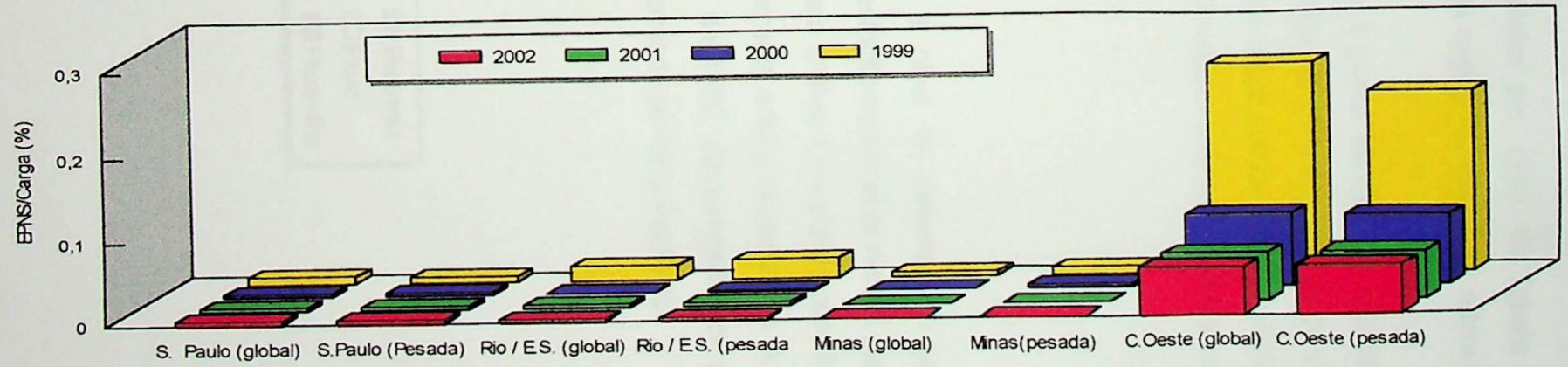


Figura 5.7 - Comparação entre os Valores Obtidos com Modelo Completo de Carga e o Patamar Pesada (EPNS / Carga)

5.4.3 Índices por Barra

Os índices de confiabilidade podem ser calculados por barra. Na Tabela 5.8 é mostrada a *EENS* (em MWh/ano) por barra, da região Centro-Oeste referente ao patamar 1 de 1999.

A convergência dos índices por barra é pior que a global. No caso da Tabela 5.8 a estimativa de erro da *EENS* por barra atinge a faixa de 20% enquanto a do sistema foi menos de 2%. Este efeito não traz um prejuízo muito grande para a análise, pois as barras com piores níveis de confiabilidade apresentam uma convergência próxima da obtida para o sistema.

5.4.4 Índices por Modos de Falha

Os índices de probabilidade e expectância a nível do sistema são também desagregados em modos de falha, por tipo de restrição inicialmente violada para cuja eliminação foi necessário cortar carga. Como esta análise foi realizada com fluxo de potência *DC*, os únicos modos de falha são ilhamento e fluxo (sobrecarga). A Figura 5.8 mostra a *EENS*, referente ao patamar 1 de 1999, desagregada por tipo de restrição, ressaltando a elevada porcentagem do modo de falha ilhamento.

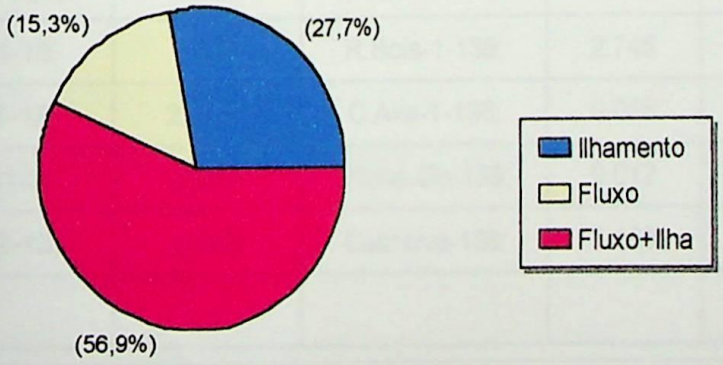


Figura 5.8 - EENS Desagregada por Modo de Falha

Tabela 5.8 - *EENS* da carga pesada por barra da região Centro-Oeste - 1999

BARRA	EENS	BARRA	EENS	BARRA	EENS
Sorris-2-230;	550.01	Bduro-S3-13;	0.017	Parana-2-230;	46.797
Rodov-S1--13;	230.74	Vgrand-S1-13;	75.906	Aeropo-1-138;	0.035
Rodov-S2--13;	0.021	Vgrand-S2-13;	75.906	Anapol-1-138;	1.834
Primav-1-138;	5.182	Cmaga-S1-13;	11.767	Anhang-2-230;	0.011
Xavant-1-138;	2589.1	Calta-S1-13;	5314.9	Campin-1-138;	0.034
B.Garc-1-138;	3902.6	Calta-S2-13;	0.017	Corumb-1-138;	0.014
Cacere-1-138;	29.15	Calta-S3-13;	0.017	Daia---1-138;	0.013
Cascas-1-138;	80.419	Vgrand-S3-13;	75.906	Firmin-1-138;	0.017
Jaciar-1-138;	0.011	Sinop--S--13;	1419.7	Ferrov-1-138;	0.035
Pocone-1-138;	15.166	Catala-1-138;	0.052	Real---1-138;	0.031
Qmarco-1-138;	15.223	Cdoura-1-138;	0.015	Atlant-1-138;	0.048
Rondon-T-13;	27693	Pqemas-1-138;	54.478	Gleste-2-230;	0.056
Aboa--1-138;	1298.9	Itiqui-1-138;	0.016	Inhuma-1-138;	0.03
Tangar-1-138;	0.015	Marajo-1-138;	139.19	Ipora--1-138;	0.034
Colider138;	1352.5	Planal-2-230;	0.018	Jundia-1-138;	0.018
Aaragu-1-138;	123.18	Quirin-1-138;	0.011	Meiapo-1-138;	0.016
Aflores138;	912.5	Rverde-1-138;	38.178	Goya---1-138;	0.031
Placerda-138;	7.468	Rclaro-1-138;	76.767	Sgenov-1-138;	0.021
Bduro-S4-13;	0.017	R.Bois-1-138;	2.745	Palmei-2-230;	178.24
Coxipo-T-13;	225.67	C.Alta-1-138;	0.015	B.Vista--138;	0.034
Bduro-S1-3;	0.017	Plana-Go-138;	0.012	Acreuna--138;	7.702
Bduro-S2-13;	0.017	Cabriuva-138;	1.159	Itabera--138;	0.016
				Caldas-1-138;	0.022
Total (Mwh/Ano)	46552.787				

5.5 Fatores que Influenciam os Índices de Confiabilidade

A seguir será analisado, para o patamar 1 de 1999, o impacto de alguns fatores que influenciam nos índices de confiabilidade.

5.5.1 Impacto das falhas de Geração, Transmissão e Compostas

Uma informação importante para a confiabilidade de sistemas de potência é a contribuição relativa das falhas de geração, transmissão e composta. A partir desta informação é possível identificar falhas nos componentes do sistema que provocam maior impacto, e assim procurar corrigir possíveis distorções existentes. Para o índice *LOLP* as contribuições relativas de cada parcela podem ser representadas como:

$$LOLP = LOLP_g + LOLP_t + LOLP_c \tag{5.1}$$

sendo:

- $\boldsymbol{LOLP_g}$ representa a contribuição na *LOLP* das saídas de geração, que são suficientemente severas para provocar cortes de cargas, mesmo que não existam limitações na capacidade de transmissão. Esta parcela pode ser calculada através de uma análise de confiabilidadde de geração (barra única);

- $\boldsymbol{LOLP_t}$ representa a contribuição na *LOLP* das saídas de transmissão, que são suficientemente severas para provocar cortes de cargas, mesmo que não existam limitações na capacidade de geração. Esta parcela pode ser calculada através de uma análise de confiabilidadde de transmissão;

- $LOLP_c$ representa a contribuição na *LOLP* das saídas compostas de geração e transmissão, que sozinhas não provocariam cortes de cargas. Esta parcela mede o grau de interação entre os sistemas de geração e transmissão.

Os cálculos das contribuições relativa dos eventos de geração, transmissão e compostos podem ser realizados com um programa de confiabilidade composta, limitando-se o espaço de estados analisado de acordo com a parcela que se quer calcular.

A contribuição relativa das falhas na geração, transmissão e compostas no Sistema Sudeste Brasileiro para os principais índices de confiabilidade previstos para o ano de 1999, é mostrada na Tabela 5.9. Estes valores são referentes ao patamar 1 com uma incerteza Gaussiana de 2% na carga.

A parcela de transmissão foi determinada através do método de Simulação Monte Carlo não-seqüencial, uma vez que utilização do método de enumeração cobriu apenas 94 % do espaço de estados, significando um *gap* de 6% na *LOLP* o que é muito elevado. Para se obter uma estimativa da *LOLP* em torno de 1% de erro, foram necessários 50000 sorteios. A parcela de geração foi obtida através do método de Simulação Monte Carlo não-seqüencial e foram necessárias mais de 2 milhões de sorteios para se obter a mesma estimativa. Estes valores são todos mostrados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Índices Patamar 1 Ano 1999 - Transmissão/Geração/Composta

Índices	1999			
	Geração	Transmissão	Composta	Total
LOLP (%)	0.15	13.9	10.05	24.1
EENS (GWh/ano)	1.37	54.73	20.87	76.97
(%)	1.78	71.106	27.114	100
LOLF (oc./ano)	0.3	115.64	107.22	223.16
LOLD (horas)	4.4	10.53	10.669	9.46
LOLC ($Milhões/ano)	2.055	82.095	31.305	115.455

No Sistema Sudeste Brasileiro, as falhas na transmissão representam a maior contribuição para os índices de confiabilidade. Isto se deve principalmente a um grande número de contingências de transmissão que resultam em isolamento de barras (84% da *EENS*). Um outro aspecto importante é a contribuição significativa dos eventos compostos (27% da *EENS*), evidenciando a necessidade de uma análise de confiabilidade composta para o Sistema Brasileiro.

A Figura 5.9 ilustra as contribuições relativas da geração, transmissão e composta, obtidas para o índice *EENS*

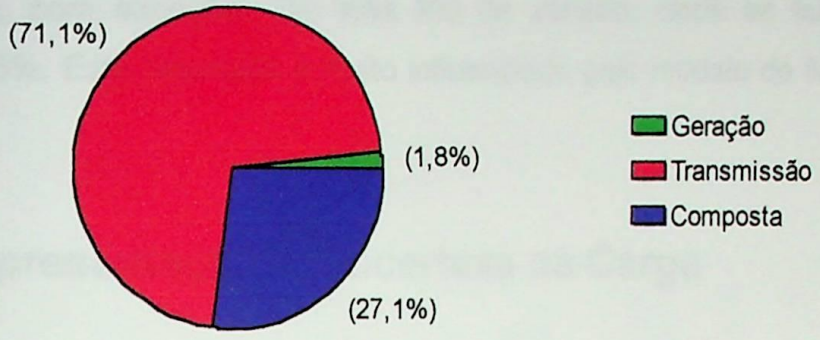


Figura 5.9 - Contribuições Relativas dos Eventos para EENS

A Tabela 5.10 mostra as contribuições da geração, transmissão e composta na *EENS* por área.

Tabela 5.10 - Índices Patamar 1 Ano 1999 - Transmissão/Geração/Composta por Área

Área	*EENS* (MWh/ano) - 1999				
		Geração	Transmissão	Composta	Total
São Paulo	*EENS*	247.5	7439	3211.5	10898
	(%)	2.271	68.26	29.469	100
Rio de Janeiro / Espírito Santo	*EENS*	74	2116	12856	15046
	(%)	0.492	14.064	85.445	100
Minas Gerais	*EENS*	60.25	3825	31.75	3917
	(%)	1.538	97.651	0.811	100
Centro-Oeste	*EENS*	26.53	41352	5725.47	47104
	(%)	0.056	87.789	12.155	100

Pode-se observar que em geral a transmissão é responsável por mais de 65% da *EENS* total, com exceção da área Rio de Janeiro, onde as falhas compostas atingiram 85%. Este resultado é muito influenciado pelo modelo de fluxo de potência utilizado.

5.5.2 Representação de Incerteza na Carga

Um dos fatores que muito contribuem nos índices de confiabilidade é a incerteza na carga. Nos estudos determinísticos a carga é considerada em um patamar pessimista.

Para representação das incertezas, foi adotada uma dispersão em torno da média baseada numa distribuição normal.

Para exemplificar o impacto das incertezas na carga nos índices de confiabilidade e no custo marginal das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta variando-se a incerteza relativa da distribuição normal de 0 a 10%. A Tabela 5.11 apresenta os índices de confiabilidade para os diferentes níveis de incerteza relativa na carga pesada.

Tabela 5.11 - Influência da Incerteza da Carga sobre os Índices de Confiabilidade

Índices de Confiabilidade	Incerteza na Carga				
	0%	2%	5%	7%	10%
LOLP (%)	18.72	24.1	31.95	38.08	43.22
EENS (GWh/ano)	64.26	76.97	243.36	678.46	1908.92
LOLF (oc./ano)	133.8	223.16	143.95	125.44	108.25
LOLD (horas)	12.26	9.46	19.4	26.59	34.98

A Figura 5.10 mostra a influência da incerteza da carga sobre os índices de confiabilidade *LOLP* e *EENS*.

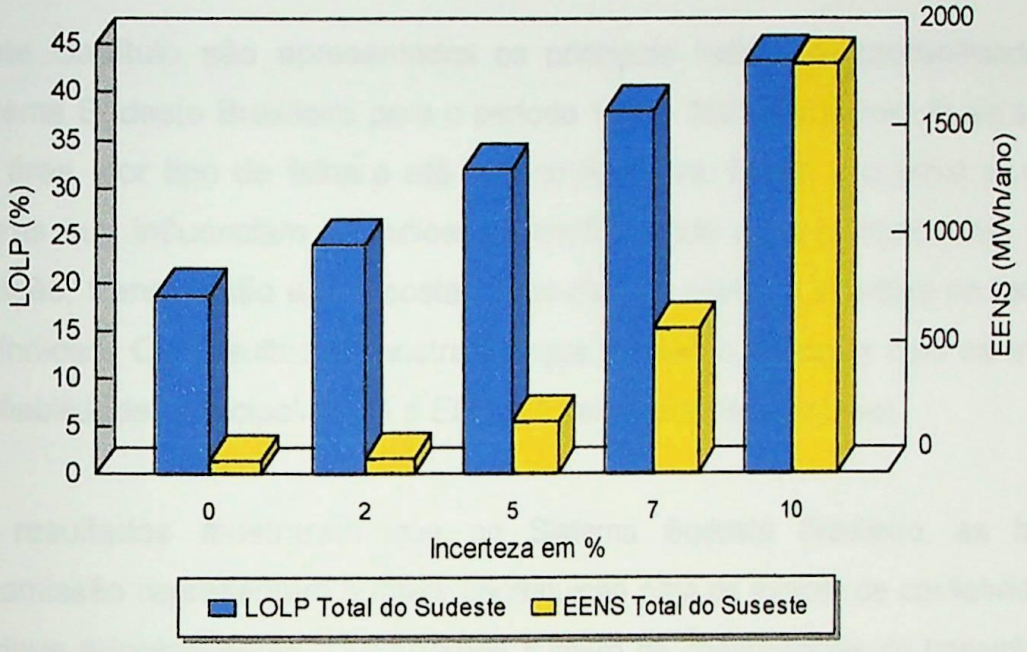


Figura 5.10 - Influência da Incerteza da Carga nos Índices LOLP e EENS

Os resultados da Tabela 5.11, ilustrados na Figura 5.10, caracterizam que, a relação da carga com os índices de confiabilidade (principalmente a *EENS*) é sensivelmente não linear. Este fato pode ser constatado, uma vez que a distribuição normal, utilizada para representar as incertezas, é simétrica, e, se esta relação fosse linear, os valores médios correspondentes aos índices seriam os mesmos. Os valores obtidos, comprovam que a representação precisa das incertezas da carga é de grande importância na determinação dos índices de confiabilidade.

Outros fatores podem ser apontados como de grande relevância na determinação dos índices de confiabilidade composta, como a representação da manutenção

programada de unidades geradoras e utilização de funções não-exponenciais. A referência [M94] mostra estes fatores com maiores detalhes.

5.6 Conclusões

Neste Capítulo são apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste Brasileiro para o período 1999 - 2002. Os índices foram separados por área, por tipo de falha e até mesmo por barra. Foram apontados os principais fatores que influenciam os índices de confiabilidade como o impacto das falhas de geração, transmissão e compostas, bem como o efeito da incerteza na carga sobre os índices. Os resultados mostraram que a relação da carga com os índices de confiabilidade (principalmente a *EENS*) é sensivelmente não linear.

Os resultados mostraram que no Sistema Sudeste Brasileiro, as falhas na transmissão representam a maior contribuição para os índices de confiabilidade. Isto se deve principalmente a um grande número de contingências de transmissão que resultam em isolamento de barras. Um outro aspecto importante é a contribuição significativa dos eventos compostos (27% da *EENS*), evidenciando a necessidade de uma análise de confiabilidade composta para o Sistema Sudeste Brasileiro. Foi também mostrado que a contribuição dos eventos varia com a região considerada.

No Capítulo 6 serão listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Será testada a precisão da informação dos multiplicadores através da consideração de novas gerações nas barras que apresentarem os mais elevados custos marginais.

Capítulo 6

Custos Marginais de Confiabilidade no Sistema Sudeste Brasileiro

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

6.1 Introdução

Neste capítulo são listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Em seguida é mostrado o efeito, sobre a *EENS*, da consideração de novas gerações nas barras que apresentaram os mais elevados custos marginais no período 1999 - 2001. É realizada uma comparação entre os custos marginais por região e ao longo do período.

6.2 Custos Marginais de Confiabilidade

Com o objetivo de identificar os melhores pontos para novas gerações, objetivo deste trabalho, os resultados serão apresentados por área e por ano.

Os custos marginais de confiabilidade por barra são obtidos através dos multiplicadores simplex calculados durante a análise de confiabilidade composta, como mencionado no Capítulo 4. Todas as análises realizadas neste Capítulo, referem-se ao patamar de carga pesada, considerando incerteza Gaussiana de 2%.

6.2.1 Ano de 1999

No ano de 1999 o custo marginal mais elevado do Sudeste está localizado no Rio de Janeiro, mais precisamente na região do vale do Paraíba. A seguir é feita uma análise por região para este ano.

Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

A área Rio de Janeiro / Espírito Santo por ter sub-regiões de características distintas, foi dividida nas áreas: Vale do Paraíba Fluminense, Grande Rio, Sul Fluminense e Norte Fluminense/Espírito Santo. As Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 mostram os valores mais elevados de custos marginais das sub-regiões da área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

Tabela 6.1 - Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Vale do Paraíba Fluminense

Custo Marginal das Barras da Sub-Região Vale do Paraíba Fluminense		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
Funil--1-138	0.082	0.71832
Itatia-1-138	0.0733	0.64211
Rsaudo-1-138	0.0731	0.64036
Concal-1-138	0.0559	0.48968
Dupont-1-138	0.0542	0.47479
Saudad-1-138	0.0507	0.44413
V.Redo-1-138	0.039	0.34164
N.Peca-1-138	0.0258	0.22601
Fontes---138	0.0256	0.22426
P.Pass-1-138	0.024	0.21024
Npecan-2-230	0.0173	0.15155

O destaque na Tabela 6.1 mostra que o multiplicador mais elevado ocorre em Funil, atingindo 0.082 MW. Portanto, o custo marginal de confiabilidade desta barra é de 0.7183 MWh/ano (0.082 x 8.760) o que representa a variação esperada na *EENS* do sistema quando adiciona-se 1 MW de geração em Funil.

Tabela 6.2 - Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Grande Rio e Sul Fluminense

Custo Marginal das Barras da Sub-Região Grande Rio e Sul Fluminense		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
N.Igua-1-138	0.0142	0.12439
Cascad-1-138	0.0093	0.08147
Grajaú-1-138	0.0066	0.05782
S.Jose-1-138	0.006	0.05256
Jacare-1-138	0.0054	0.0473
Mage -1-138	0.005	0.0438
Grajaú-5-500	0.0048	0.04205
Alcant-1-138	0.0047	0.04117
Jacare-3-345	0.0046	0.0403
Adrian-1-138	0.0043	0.03767
Adrian-3-345	0.0041	0.03592
S.Jose-5-500	0.004	0.03504
Adrian-5-500	0.0035	0.03066
Itaorn-1-138	0.0054	0.0473

Tabela 6.3 - Custos Marginais da Área Rio /E. Santo - Norte Fluminense e E. Santo

Custo Marginal das Barras da Sub-Região Norte Fluminense e Espírito Santo		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
R.Leao-1-138	0.0049	0.04292
Castel-1-138	0.0049	0.04292
Macae--1-138	0.0048	0.04205
Mombac-1-138	0.0045	0.03942
Campos-1-138	0.0045	0.03942
C.Itap-1-138	0.0045	0.03942
Pitang-1-138	0.0044	0.03854
Carapi-1-138	0.0044	0.03854
Suica -1-138	0.0044	0.03854
J.Neiv-1-138	0.0044	0.03854
Linhar-1-138	0.0044	0.03854
Campos-3-345	0.0044	0.03854
Mascar-1-138	0.0043	0.03767
Vitori-3-345	0.0043	0.03767
Mascar-2-230	0.0043	0.03767

As Figuras 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4 mostram os custos marginais de algumas barras das sub-regiões da área dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Observa-se uma grande atratividade no Vale do Paraíba, mas também nas regiões do Grande Rio e de Rocha Leão, no Norte Fluminense.

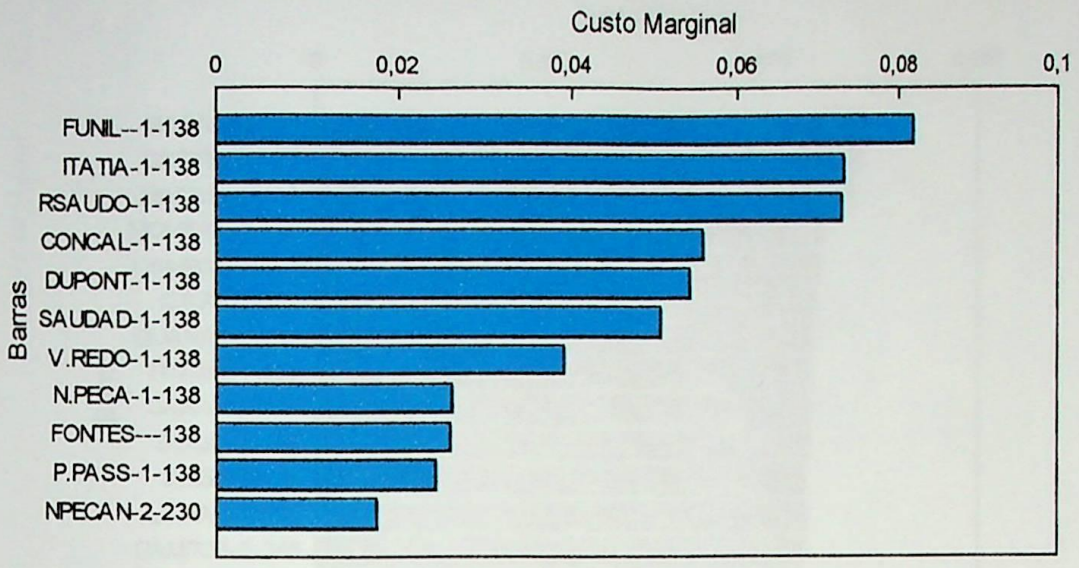


Figura 6.1 - Custos Marginais do Vale do Paraíba Fluminense

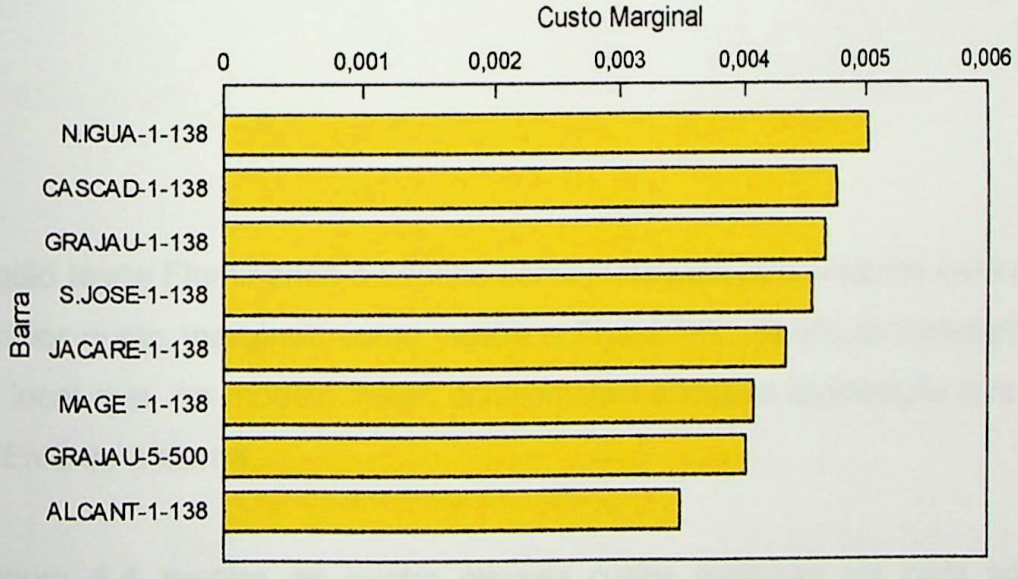


Figura 6.2 - Custos Marginais no Grande Rio

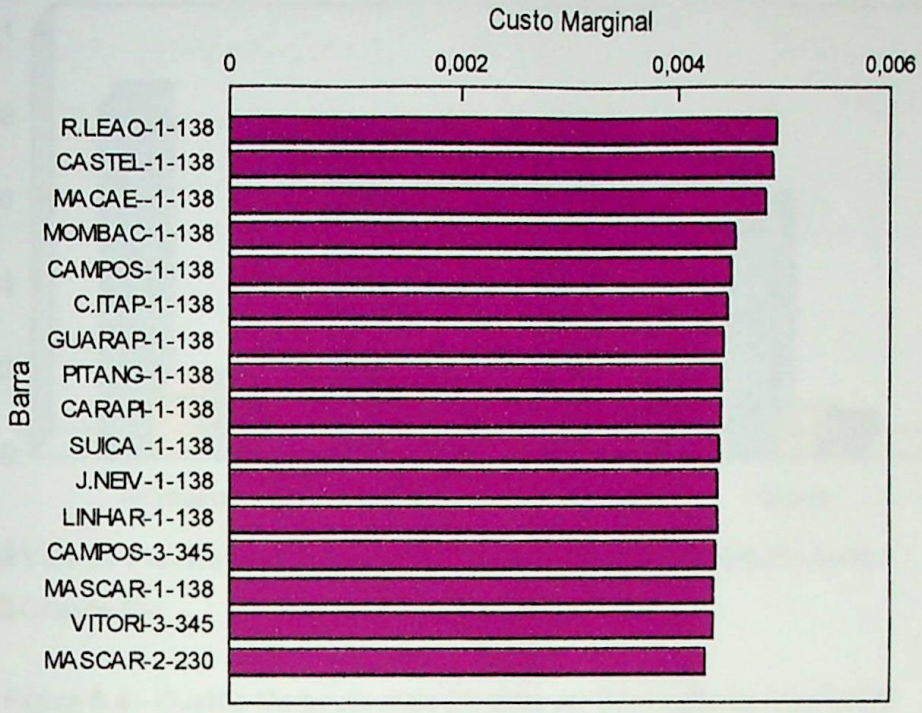


Figura 6.3 - Custos Marginais - Região Norte Fluminense e Espírito Santo

A região Norte Fluminense e Espírito Santo mostra um perfil uniforme entre as barras de maior custo marginal, como mostra a Figura 6.3, devido às características da rede local que, no modelo linear, apresentaram a mesma contribuição para redução da *EENS* do sistema .

A Figura 6.4 mostra os quatro maiores custos marginais por cada sub-região, salientando a região do Vale do Paraíba Fluminense com valores quatro vezes maiores que a região Grande Rio.

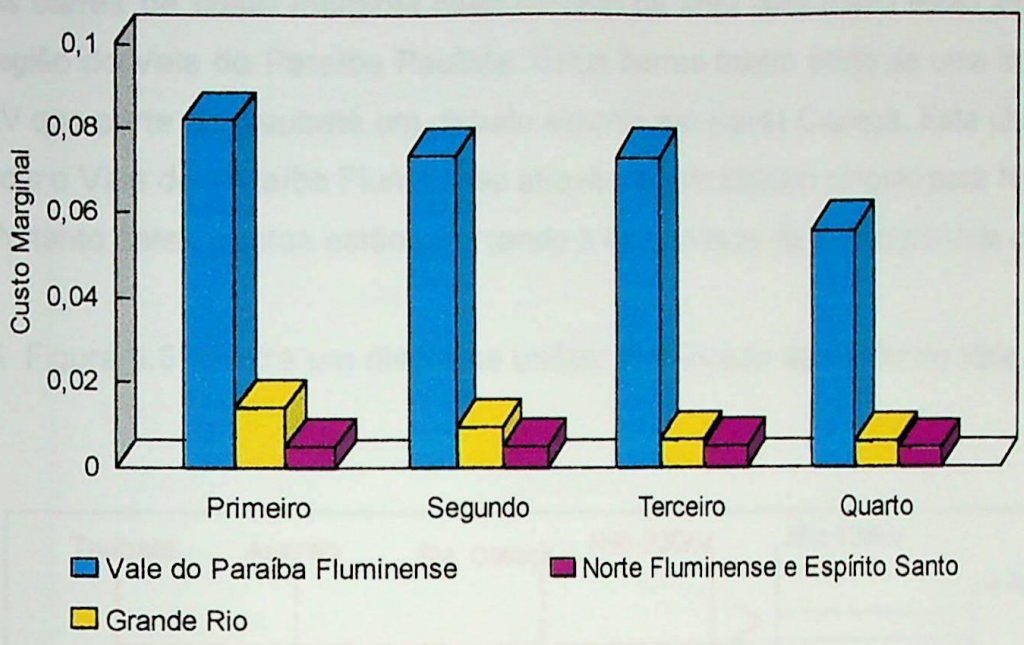


Figura 6.4 - Custos Marginais mais Elevados por Sub-Região da Área RJ/ES

Área São Paulo

A Tabela 6.4 mostra os custos marginais da área São Paulo.

Tabela 6.4 Custos Marginais na Área São Paulo

Custo Marginal das Barras da área São Paulo		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
Stacab-2-230	0.00811	0.07104
Aparec-2-230	0.00564	0.04941
Taubat-2-230	0.00286	0.02505
S.Jose-2-230	0.00184	0.01612

As barras de custo marginal mais elevado da área São Paulo estão localizadas na região do Vale do Paraíba Paulista. Estas barras fazem parte de uma tronco de 230 kV que parte de Taubaté em circuito simples até Santa Cabeça. Esta última é ligada com o Vale do Paraíba Fluminense através de um circuito singelo para Nilo Peçanha. Portanto estes pontos estão reforçando a atratividade da região do Vale do Paraíba.

A Figura 6.5 mostra um diagrama unifilar simplificado da região do Vale do Paraíba.

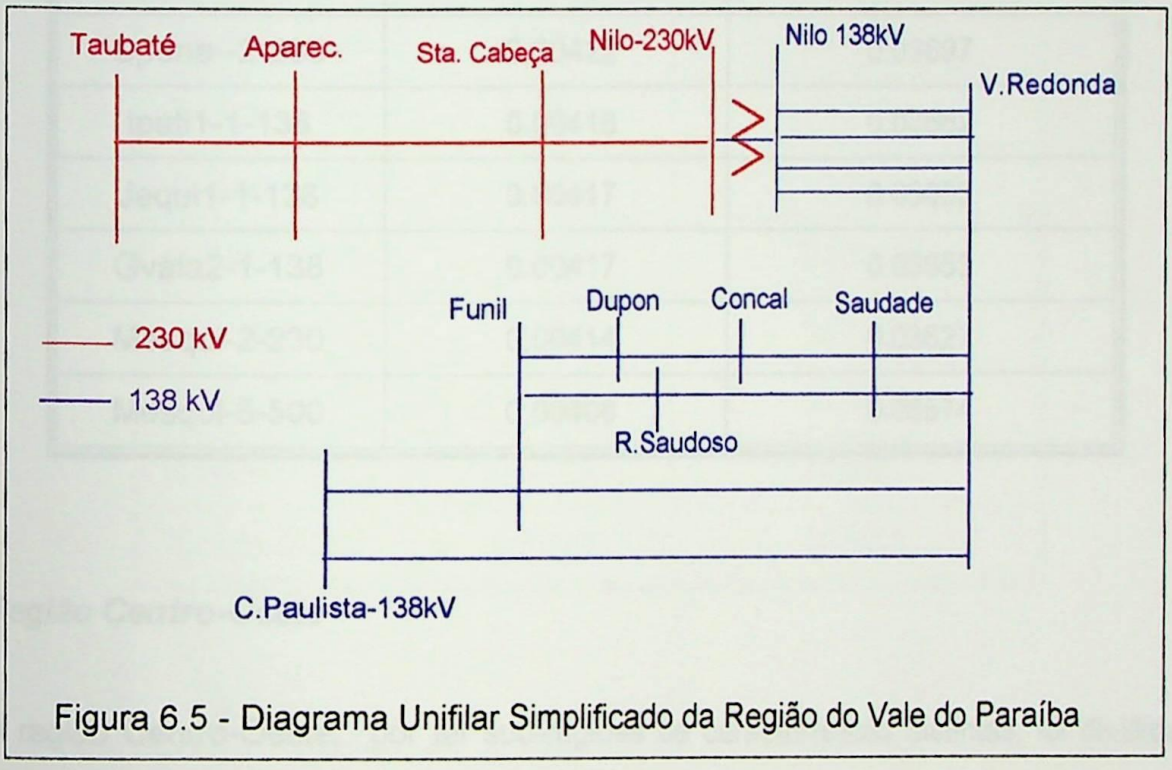


Figura 6.5 - Diagrama Unifilar Simplificado da Região do Vale do Paraíba

Área Minas Gerais

A Tabela 6.5 mostra os custos marginais da área Minas Gerais, que são bem menores que os das regiões Rio e São Paulo.

Tabela 6.5 Custos Marginais na Área Minas Gerais

Custo Marginal das Barras da área Minas Gerais		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
Manhua-1-138	0.00435	0.03811
Samasm-1-138	0.00435	0.03811
Carati-1-138	0.00426	0.03732
Cpena--2-230	0.00422	0.03697
Ipati1-1-138	0.00418	0.03662
Jequi1-1-138	0.00417	0.03653
Gvala2-1-138	0.00417	0.03653
Mesqui-2-230	0.00414	0.03627
Mesqui-5-500	0.00408	0.03574

Região Centro-Oeste

A região Centro-Oeste, por ter sub-regiões de características distintas, foi dividida nas áreas: Mato Grosso e Goiás / Brasília.

A região Centro-Oeste em particular o estado do Mato Grosso apresenta custos marginais bem elevados, como mostra a Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Custos Marginais Região de Mato Grosso

Custo Marginal das Barras da área Mato Grosso		
Barra	Multiplicador (MW)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
Cascas-1-138	0.04721	0.41356
A Boa--1-138	0.02781	0.24362
Xavant-1-138	0.025	0.219
B.Garc-1-138	0.025	0.219
B.Peix-1-138	0.025	0.219
A Flores 138	0.0067	0.05869
Colider 138	0.0066	0.05782
Sinop--1-138	0.00593	0.05195
Sinop--2-230	0.00548	0.048
Sorris-2-230	0.00343	0.03005

A região Goiás / Brasília não mostra grande atratividade para novas gerações, quando comparada com o Mato Grosso, onde os multiplicadores atingem valores 30 vezes maiores que os de Goiás /Brasília. A Tabela 6.7 lista as oito barras mais atrativas da região Goiás / Brasília, e a Figura 6.6 destaca a diferença entre as sub-regiões do Centro-Oeste.

Tabela 6.7 Custos Marginais na Área Goiás/Brasília

Custo Marginal das Barras da área Goiás/Brasília		
Barra	Multiplicador (pu)	Δ *EENS* (GWh/ano) por MW Adicionado
Palmei-2-230	0.00157	0.01375
Marajo-1-138	0.00153	0.0134
Taguat 138	0.0015	0.01314
B.Sul 138	0.00153	0.0134
B.Norte 138	0.00153	0.0134
B.Centro 138	0.00153	0.0134
Pqemas-1-138	0.00143	0.01253
Rverde-1-138	0.00118	0.01034

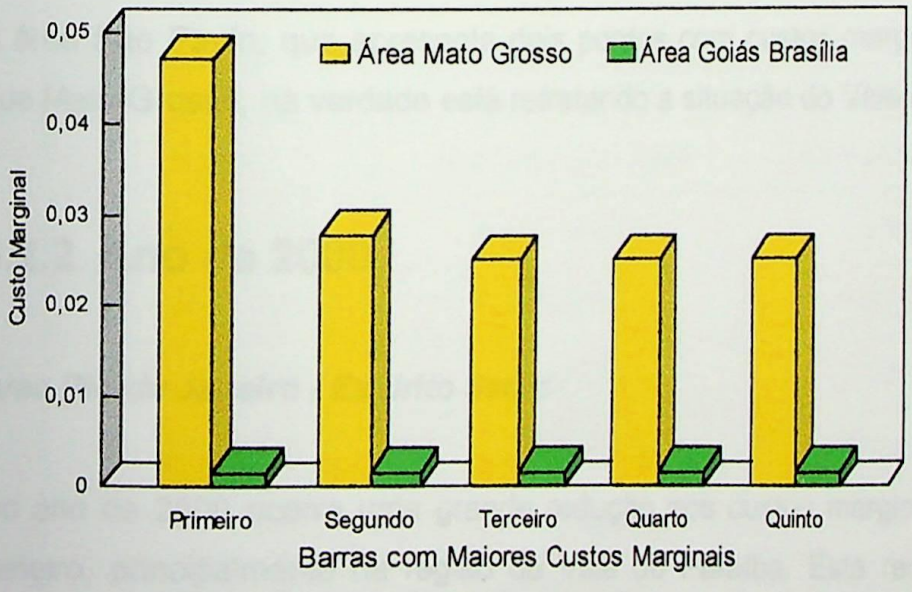


Figura 6.6 - Custos Marginais Mais Elevados por Sub-Região - Centro-Oeste

A Figura 6.7 mostra a comparação entre as cinco barras de custo marginal mais elevado nas regiões Rio, Mato Grosso, Goiás Brasília, São Paulo e Minas.

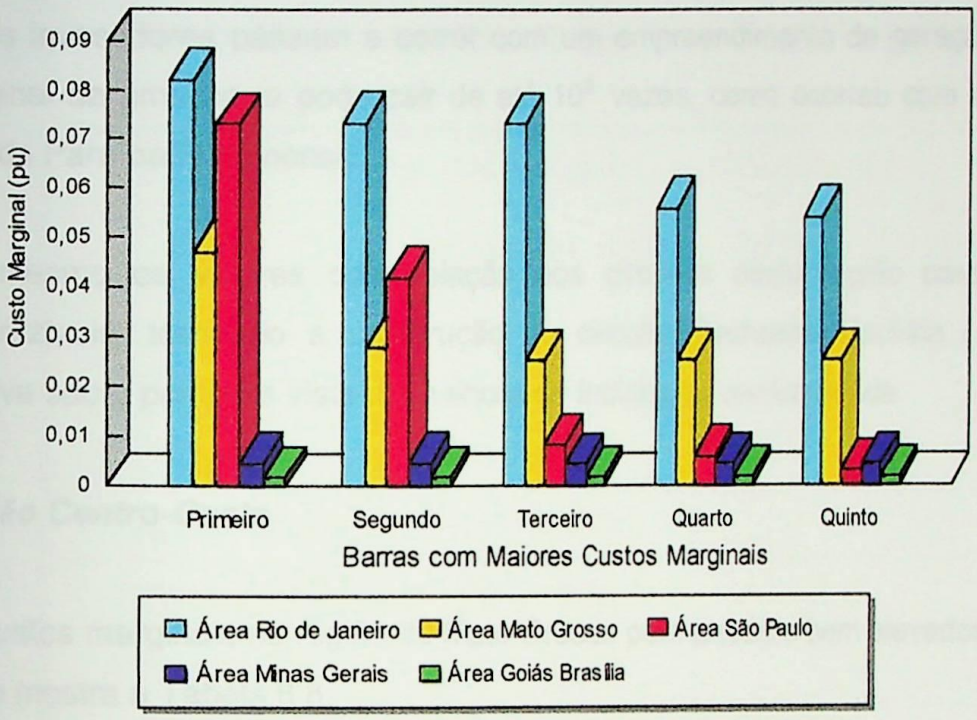


Figura 6.7 - Custos Marginais - Comparação entre áreas
1999

A área São Paulo, que apresenta dois pontos com custos marginais mais elevados que Mato Grosso, na verdade está retratando a situação do Vale do Paraíba.

6.2.2 Ano de 2000

Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

No ano de 2000 ocorre uma grande redução nos custos marginais da área Rio de Janeiro, principalmente na região do Vale do Paraíba. Esta redução é provocada pela entrada da co-geração da C.S.N. (Companhia Siderúrgica Nacional) em Volta Redonda de 200 MW prevista neste ciclo do *GTPD* para entrar em 2000. O diagrama unifilar, da Figura 6.5, mostra a posição relativa de Volta Redonda com as demais barras do Vale do Paraíba.

A entrada desta geração muda completamente a situação da área Rio com relação aos custos marginais de confiabilidade. A redução drástica destes valores mostra a grande atratividade desta geração, e ao mesmo tempo demonstra o alto risco que novos investidores passam a correr com um empreendimento de geração. O custo marginal de uma barra pode cair de até 10^3 vezes, como ocorreu com a região do vale do Paraíba Fluminense.

Até mesmo os valores com relação aos circuitos desta região passam a ser desprezíveis, tornando a construção do circuito Cachoeira Paulista / Funil não atrativa sob o ponto de vista de melhora de índices de confiabilidade.

Região Centro-Oeste

Os custos marginais na região de Mato Grosso permanecem bem elevados em 2000, como mostra a Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Custos Marginais - Região de Mato Grosso 1999 e 2000

Barra	Multiplicador -1999	Multiplicador - 2000
Cascas-1-138	0.47214E-01	0.46605E-01
A Boa--1-138	0.27806E-01	0.22525E-01
Xavant-1-138	0.24997E-01	0.22525E-01
B.Garc-1-138	0.24997E-01	0.22437E-01
B.Peix-1-138	0.24997E-01	0.22437E-01
A Flores 138	0.67037E-02	0.33216E-02
Colider 138	0.66037E-02	0.33216E-02
Sinop--2-230	0.54843E-02	0.27449E-02
Sorris-2-230	0.34313E-02	0.19316E-02

No ano de 2000 ocorre uma grande redução nos custos marginais da área Goiás / Brasília, como mostra a Tabela 6.9. Esta redução é devida à entrada da interligação Sul/Sudeste-Norte/Nordeste.

Tabela 6.9 - Custos Marginais - Região Goiás/Brasília 1999 e 2000

Custo Marginal das Barras da área Goiás/Brasília		
Barra	Multiplicador -1999 (MW)	Multiplicador - 2000 (MW)
Palmei-2-230	0.15699E-02	-
Marajo-1-138	0.15257E-02	-
Taguat 138	0.15257E-02	-
B.Sul 138	0.15257E-02	-
B.Norte 138	0.15257E-02	-
B.Centro 138	0.15257E-02	-
Pqemas-1-138	0.14325E-02	0.31379E-03
Rverde-1-138	0.11815E-02	-

6.2.3 Ano de 2001

Os custos Marginais da área Rio em 2001 voltam a subir, como mostra a Tabela 6.10 e na área Mato Grosso estes valores continuam elevados como mostra a Tabela 6.11.

Tabela 6.10 - Custos Marginais - Região Rio 1999 e 2001

Custo Marginal das Barras da Área Rio		
Barra	Multiplicador -1999	Multiplicador - 2001
Funil--1-138	0.82E-01	0.27E-02
Itatia-1-138	0.733E-01	0.26537E-02
Rsaudo-1-138	0.731E-01	0.24243E-02
Concal-1-138	0.559E-01	0.19358E-02
Dupont-1-138	0.542E-01	0.18892E-02
Saudad-1-138	0.507E-01	0.17896E-02
V.Redo-1-138	0.39E-01	0.1439E-02
Fontes---138	0.256E-01	0.10668E-02
P.Pass-1-138	0.24E-01	0.10197E-02
Npecan-2-230	0.173E-01	0.97196E-03
S.Jose-1-138	0.60E-02	0.4687E-03
Vitori-3-345	0.43E-02	0.4547E-03

Tabela 6.11 - Custos Marginais - Região Mato Grosso 1999 - 2001

Custo Marginal das Barras da área Mato Grosso			
Barra	Multiplicador 1999	Multiplicador 2000	Multiplicador 2001
Cascas-1-138	0.47214E-01	0.46605E-01	0.48556E-01
A Boa--1-138	0.27806E-01	0.22525E-01	0.25641E-01
Xavant-1-138	0.24997E-01	0.22525E-01	0.25641E-01
B.Garc-1-138	0.24997E-01	0.22437E-01	0.25641E-01
B.Peix-1-138	0.24997E-01	0.22437E-01	0.25641E-01
A Flores 138	0.67037E-02	0.33216E-02	0.42844E-02
Colider 138	0.66037E-02	0.33216E-02	0.42844E-02
Sinop--2-230	0.54843E-02	0.27449E-02	0.37321E-02
Sorris-2-230	0.34313E-02	0.19316E-02	0.26910E-02

A Figura 6.8 mostra a evolução do custo marginal das barras de Funil, Cascas e A.Boa ao longo do período 1999-2001. Pode-se observar a queda dos valores da região do Vale do Paraíba, representada pela barra de Funil. Na área de Mato Grosso os custos marginais de confiabilidade permanecem constantes durante o período, pois não ocorrem mudanças significativas neste sistema.

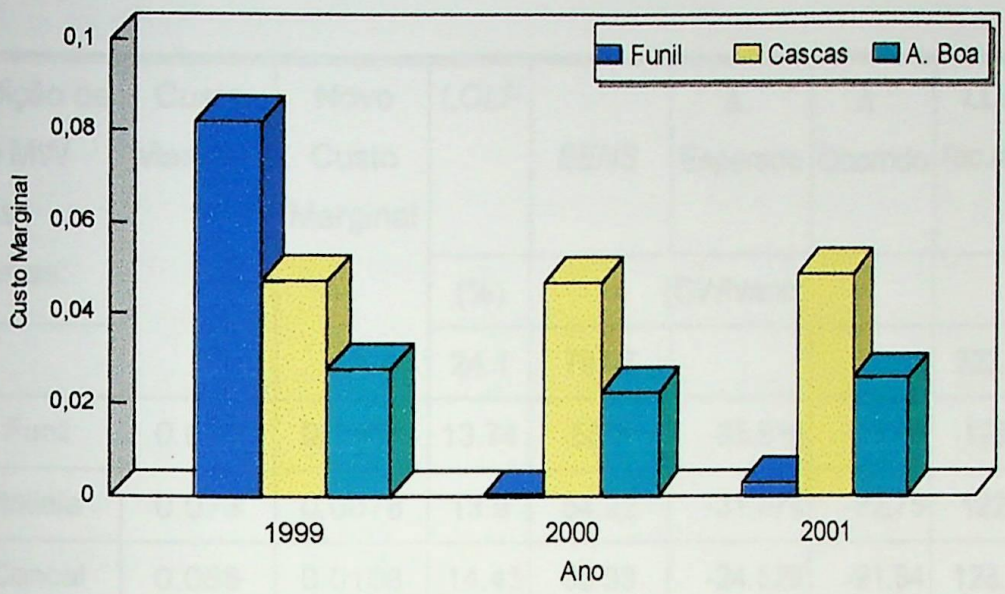


Figura 6.8 - Evolução dos custos marginais no período 1999 - 2001

6.3 O Impacto Provocado pela Entrada de *PIE*

A seguir o patamar 1 - carga pesada foi reprocessado considerando uma geração de 50 MW em algumas barras escolhidas entre as que apresentaram os maiores custos marginais em cada região. A idéia desta tese é avaliar a precisão da informação fornecida pelo custo marginal por barra. Evidentemente, como a informação marginal é linear, a mesma é dependente do montante de geração alocado por barra.

A Tabela 6.12 mostra a variação nos índices do patamar carga pesada do ano de 1999, após a adição de uma geração de 50 MW em algumas barras listadas no item 6.2. É também apontado o novo valor do custo marginal da barra em questão.

Tabela 6.12 - Vaiação nos Índices de Confiabilidade com a Introdução de Geração

Adição de 50 MW nas Barras:	Custo Marginal	Novo Custo Marginal	*LOLP*	*EENS*	Δ Esperado	Δ Ocorrido	*LOLF* (oc./ano)	*LOLD* (horas)
			(%)	(GWh/ano)				
			24.1	76.97			223.16	9.46
Funil	0.082	0.0064	13.74	53.9	-35.916	-23.07	123.8	9.72
Itatiaia	0.073	0.0078	13.9	54.22	-31.974	-22.75	122.5	9.85
Concal	0.056	0.0108	14.43	55.33	-24.528	-21.64	128.88	9.81
Cascas	0.047	0.046	19.29	67.71	-20.586	-9.26	146.97	11.49
V.Redon	0.039	0.013	15.27	57.21	-17.082	-19.76	132.27	10.11
B.Peixe	0.025	0.0005	17.38	60.68	-10.95	-16.29	151.99	10.02
StCab230	0.0081	0.0064	18.12	64.5	-3.5478	-12.47	143.74	11.04
Grajaú	0.0066	0.0054	18.32	65.05	-2.8908	-11.92	144.64	11.09
São José	0.006	0.0049	18.39	65.33	-2.628	-11.64	145.3	11.09
Itaorna	0.0054	0.0046	18.48	65.48	-2.3652	-11.49	144.71	11.19
R.Leão	0.0049	0.0042	18.55	65.69	-2.1462	-11.28	145.3	11.18
Cam.345	0.0044	0.0038	18.65	65.92	-1.9272	-11.05	145.23	11.25
Manhu138	0.0043	0.0036	19.04	66.07	-1.8834	-10.9	146.37	11.39
Masc-230	0.0043	0.0036	18.82	65.98	-1.8834	-10.99	145,53	11,32
Mesq- 500	0.0041	0.0034	19.14	66.23	-1.7958	-10.74	146.98	11.4

Observa-se que o *ranking* foi mantido, com exceção da barra de Cascas. A barra de Cascas é radial e eletricamente fraca tornando 50 MW um valor muito elevado para este

este ponto. O oposto ocorre com as barras de Grajaú e São José, por exemplo, que são pontos eletricamente forte com um sistema extremamente malhado. Para estas barras a injeção de 50 MW foi baixa, provocando uma redução da *EENS* superior à esperada.

A informação do custo marginal de barra não *enxerga* a rede vinculada àquela barra. O valor do custo marginal deve ser complementado com informações sobre a rede vinculada a cada barra, como a capacidade total das linhas que confluem para mesma, e o seu nível de curto circuito. A injeção de geração deve ser compatível com o sistema ao qual a barra está conectada, para evitar violações de circuitos. Uma injeção não compatível com a capacidade do sistema receptor, requer um investimento na rede em novas linhas ou transformadores.

A Figura 6.7 mostra as variações, ocorridas e esperadas, na *EENS* do sistema, após a introdução de 50 MW de geração nas barras listadas na Tabela 6.12. Embora o *ranking* tenha praticamente se mantido, pode-se perceber que em algumas barras a variação ocorrida foi inferior à esperada, como Funil e Itatiaia. O oposto ocorre em Grajaú e Rocha Leão, por exemplo, onde a introdução de 50 MW provocou variações superiores à esperada.

A Figura 6.8 mostra a variação ocorrida nos custos marginais das barras listadas na Tabela 6.12, após a introdução de 50 MW de geração. Pode-se perceber que em algumas barras, como a região do Vale do Paraíba, o custo marginal reduz significativamente. Este fato mostra que 50 MW foi o suficiente para resolver o problema local e tornar esta região menos atrativa para novas gerações.

A Figura 6.9 mostra o erro ocorrido na *EENS* em cada caso listado na Tabela 6.12.

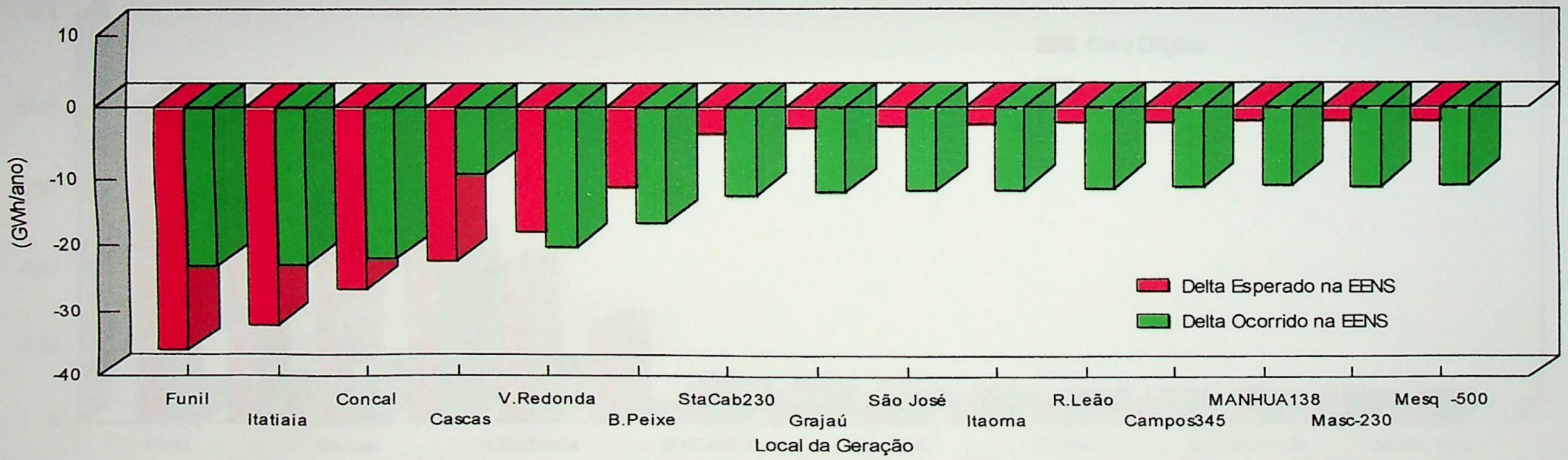


Figura 6.9 - Variação na EENS com a adição de 50 MW

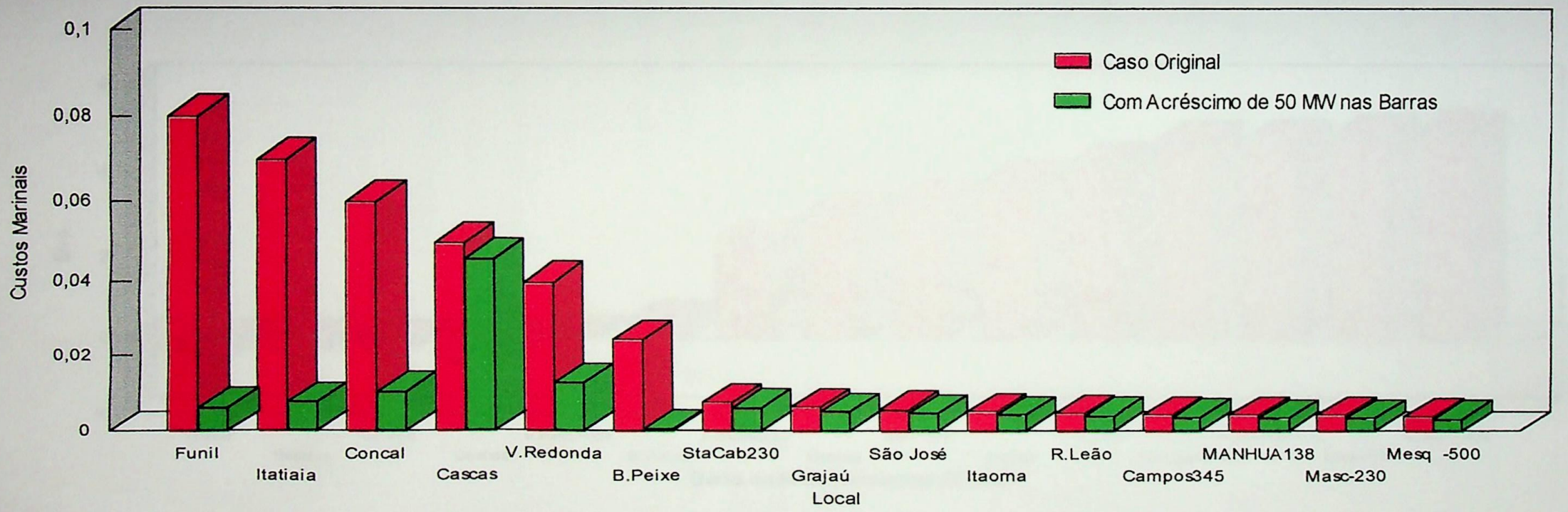


Figura 6.10 - Variação nos Custos Marginais de Confiabilidade com a Adição de 50 MW - 1999

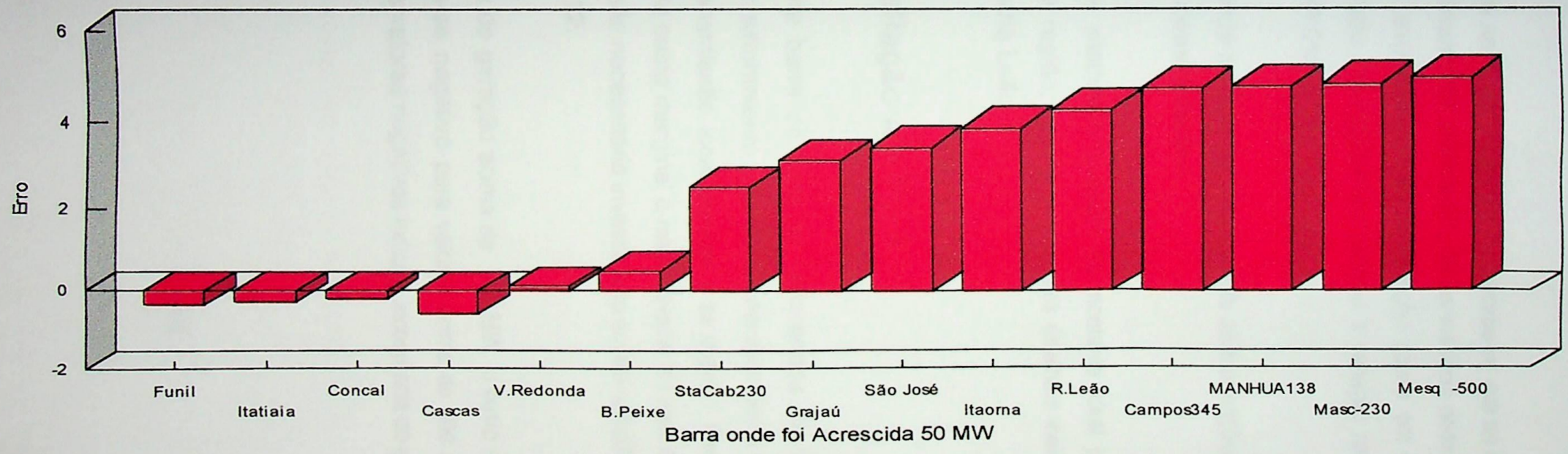


Figura 6.11 - Erro Ocorrido na Estimativa do Impacto na EENS do Sistema

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca
MAUÁ
EFEI

Analisando-se as Figuras 6.7 e 6.8, percebe-se que as barras onde o custo marginal se manteve praticamente inalterado são as mesmas onde ocorreram variações na *EENS* superiores à esperada. A única exceção ocorre em Barra do Peixe, onde o custo marginal reduziu drasticamente, embora a variação na *EENS* indique que esta barra comporta mais geração.

Estes resultados reforçam a necessidade de informações complementares sobre a barra candidata a novas gerações.

Para analisar melhor a questão do montante ideal para cada barra, bem como a influência por região, os itens seguintes detalham melhor os pontos de Funil, Grajaú, Cascas e Rocha Leão.

6.3.1 Avaliação em Funil

A geração, na barra de Funil, foi incrementada de 5 MW até 400 MW, e pode-se observar um saturamento seguido de uma inversão na tendência de redução da *EENS*, quando a transmissão local começa a se esgotar. Para valores baixos a precisão da informação do custo marginal é mais elevada. No caso de Funil a faixa de 15 a 40 MW de geração não necessitaria investimento em transmissão, como mostram a Tabela 6.13 e a Figura 6.12.

Para valores de geração acima de 100 MW o custo marginal de Funil fica abaixo de 10^{-5}, tornado-se negativo para valores acima de 300 MW. Como foi mencionado no Capítulo 3 os valores negativos indicam incoerência do sistema.

Tabela 6.13 - Variação da *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Funil

Geração Adicional em Funil (MW)	Custo Marginal	*EENS* (GWh/ano)	Δ Esperado (GWh/ano)	Δ Ocorrido (GWh/ano)	Δ Ocorrido/MW Adicionado (GWh/ano)
Caso Original		76.97			-0.72
5	0.065	64.5	-3.6	-12.47	-2.494
10	0.0532	62	-7.2	-14.97	-1.497
15	0.041	59.87	-10.8	-17.1	-1.14
20	0.033	58.27	-14.4	-18.7	-0.935
25	0.0256	57	-18	-19.97	-0.7988
30	0.0197	56	-21.6	-20.97	-0.699
35	0.0151	55.25	-25.2	-21.72	-0.6206
40	0.0112	54.67	-28.8	-22.3	-0.5575
50	0.0064	53.9	-36	-23.07	-0.4614
60	0.0037	53.46	-43.2	-23.51	-0.3918
80	0.0016	53	-57.6	-23.97	-0.2996
100	0.0006	52.82	-72	-24.15	-0.2415
150	-	52.69	-108	-24.28	-0.1619
200	-	52.63	-144	-24.34	-0.1217
300	-0.0008	53.03	-216	-23.94	-0.0798
400	-0.229	82.27	-288	5.3	0.0132

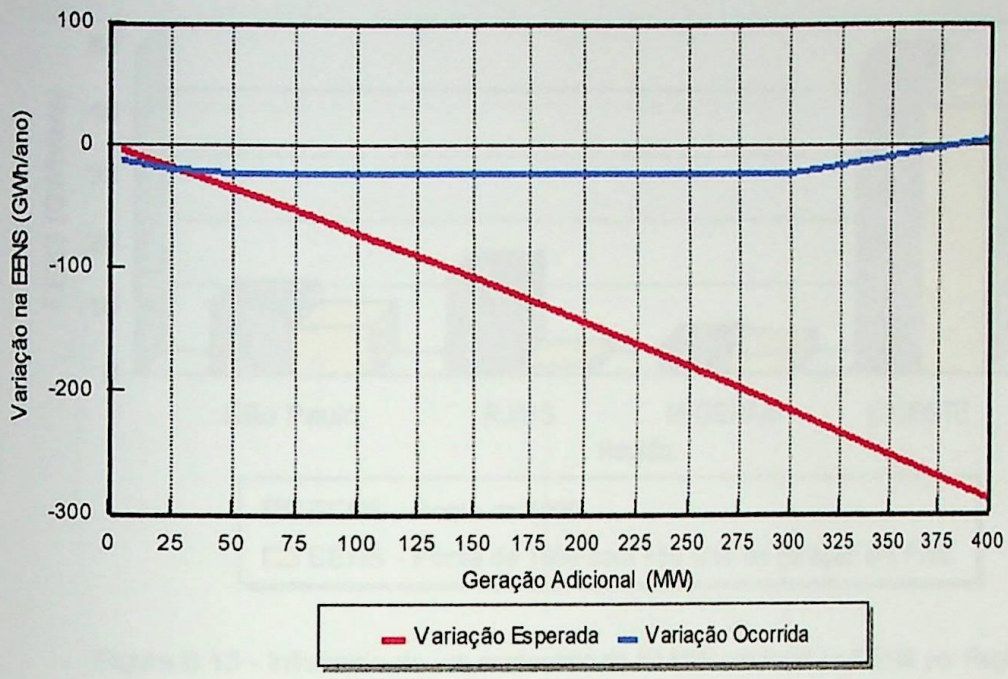


Figura 6.12 - Impacto na EENS com a Elevação de Geração em Funil (1999)

A Tabela 6.14 e a Figura 6.13 mostram a influência sobre a *EENS* por região após a inclusão de 50 MW em Funil, mostrando que a barra de Funil, é sensível para a redução da *EENS* de todas as áreas.

Tabela 6.14 - Influência na *EENS* por Região

Identificação da Região	*EENS* (MWh/ano)	*EENS* (MWh/ano) + 50 MW em Funil
São Paulo	10899	7373
Rio de Janeiro /E. Santo	15039	1390
Minas Gerais	3916	2940
Centro Oeste	47104	41168

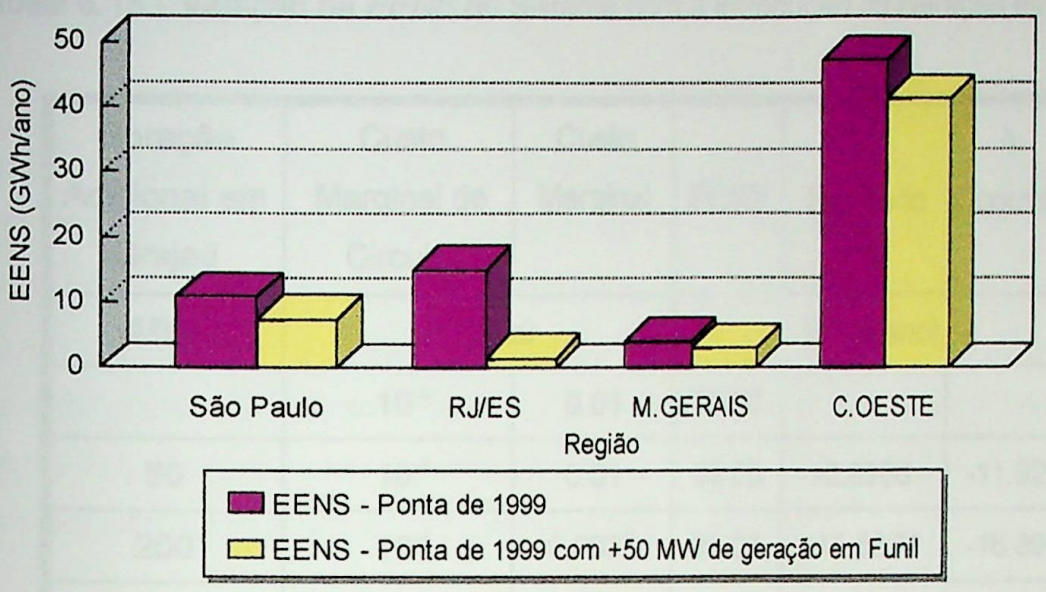


Figura 6.13 - Influência de um acréscimo de 50 MW em Funil na EENS por Região

A introdução de 50 MW em Funil reduziu a *EENS* da área Rio de Janeiro /Espírito Santo (onde foi instalada a nova geração) consideravelmente, e trouxe benefícios também para outras regiões como está ilustrado na Figura 6.13, sugerindo uma possível parceria com outras áreas que estão sendo beneficiadas com a nova geração.

6.3.2 Avaliação em Grajaú

A barra de Grajaú tem um custo marginal cerca de 10 vezes menor que o de Funil e nível de curto circuito cerca de 4 vezes maior, que fornece uma idéia de quão mais *forte* o sistema é nesta região. A Tabela 6.15 e a Figura 6.14 mostram os resultados. A Tabela 6.15 mostra a evolução da ordem de grandeza dos custos marginais dos circuitos que partem de Grajaú, após a inclusão de geração nesta barra. A evolução dos custos marginais de circuito, que indicam a necessidade de reforço na rede, demonstram o esgotamento da rede local para valores acima de 500 MW.

Tabela 6.15 - Vaiação na *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Grajaú

Geração Adicional em Grajaú	Custo Marginal de Circuito	Custo Marginal	*EENS*	Δ Esperado	Δ Ocorrido
(MW)	Grajaú		(GWh/ano)		
	10^{-4}	0.01	76.97		
50	10^{-4}	0.01	65.05	-2.8908	-11.92
200	10^{-4}	0.0032	60.08	-11.5632	-16.89
300	10^{-4}	0.0023	57.75	-17.3448	-19.22
400	10^{-4}	-	56.25	-23.1264	-20.72
500	0.039	-	55.81	-28.908	-21.16
600	10^{-3}	0.0029	57.3	-34.6896	-19.67
700	10^{-3}	0.0059	61.03	-40.4712	-15.94
1000	10^{-1}	0.44	409.5	-57.816	332.53

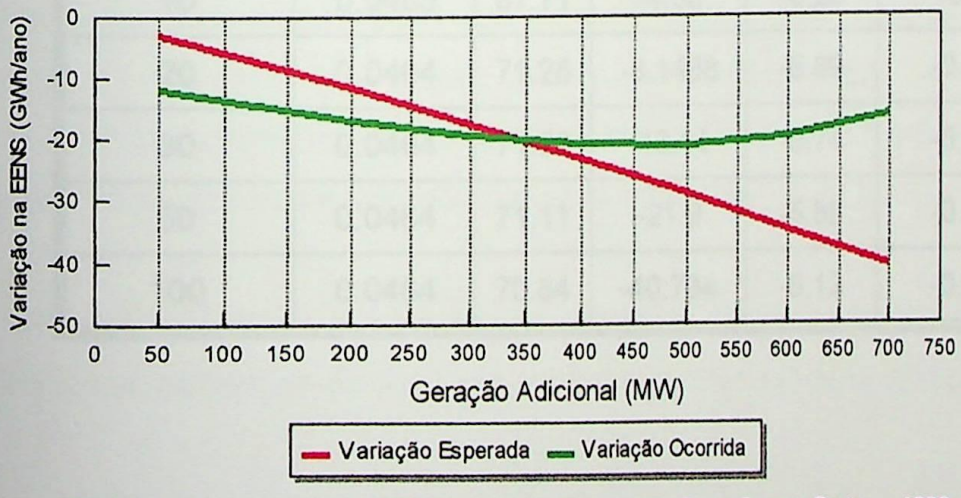


Figura 6.14 - Impacto na EENS com a elevação de Geração em Grajau - 1999

6.3.3 Avaliação em Cascas

A barra de Cascas tem o custo marginal mais elevado da região de Mato Grosso, entretanto não mostrou um bom resultado para efeito de redução da *EENS* do sistema com o acréscimo de 50 MW como mostrado na Figura 6.7. Esta barra, como já foi mencionado, é radial e eletricamente fraca tornando 50 MW um valor muito elevado para este ponto. A Tabela 6.16 e a Figura 6.15 mostram que o valor máximo para geração em Cascas, sem investimento na rede local, é de 20 MW. A precisão da informação do custo marginal para esta barra foi muito baixa.

Tabela 6.16 - Vaiação na *EENS* do Sistema com a Introdução de Geração em Cascas

Geração Adicional em Casca	Custo Marginal	*EENS*	Δ Esperado	Δ Ocorrido	Δ Ocorrido/MW Adicionado
(MW)	Casca	(GWh/ano)			
Caso Original	0.05	76.97			
10	0.0465	67.71	-4.38	-9.26	-0.926
20	0.0464	71.28	-8.1468	-5.69	-0.2845
30	0.0464	71.23	-13.14	-5.74	-0.1913
50	0.0464	71.11	-21.9	-5.86	-0.1172
100	0.0464	70.84	-40.734	-6.13	-0.0613

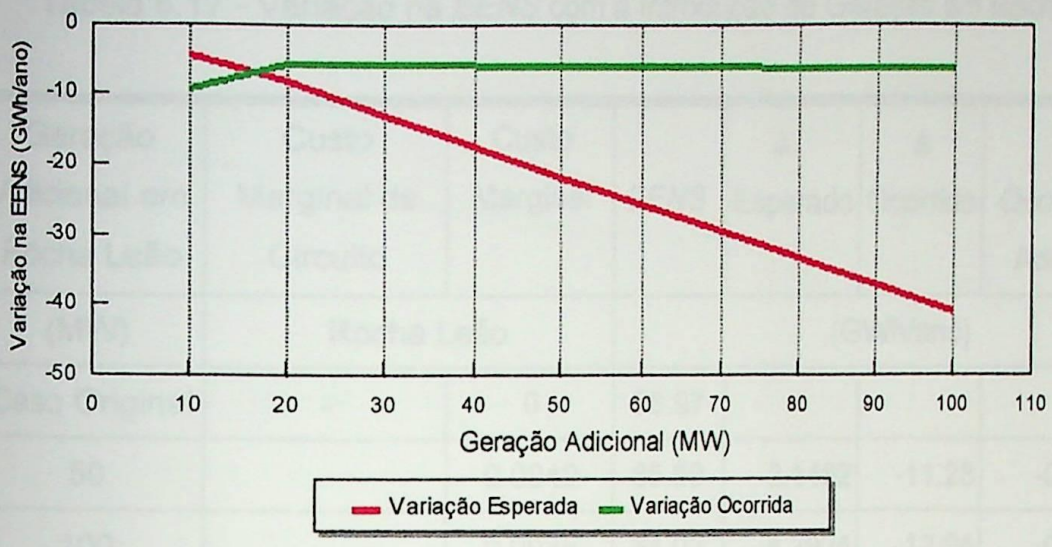


Figura 6.15 - Impacto na EENS com a elevação de Geração em Casca - 1999

6.3.4 Avaliação em Rocha Leão

A Tabela 6.17 e a Figura 6.16 mostram que o limite de geração para barra de Rocha Leão, que reduz a *EENS* sem impactar a transmissão local está entre 400 e 500 MW. Acima deste valor é necessária uma expansão da rede local. Embora Rocha Leão seja uma barra mais fraca que Grajaú, as linhas que chegam a esta barra estão com sua capacidade parcialmente ociosa, o que a torna uma barra com grande capacidade de recepção à geração sem impactar o sistema existente.

A Tabela 6.17 mostra a evolução da ordem de grandeza dos custos marginais dos circuitos que partem de Rocha Leão, após a inclusão de geração nesta barra.

Tabela 6.17 - Variação na *EENS* com a Introdução de Geração em Rocha Leão

Geração Adicional em Rocha Leão	Custo Marginal de Circuito	Custo Marginal	*EENS*	Δ Esperado	Δ Ocorrido	Δ Ocorrido/MW Adicionado
(MW)	Rocha Leão		(GWh/ano)			
Caso Original	-	0	76.97			
50	-	0.0042	65.69	-2.1462	-11.28	-0.2256
100	-	0.0035	64.03	-4.2924	-12.94	-0.1294
200	-10^{-4}	0.0027	61.34	-8.5848	-15.63	-0.0781
300	-10^{-4}	-	59.33	-12.8772	-17.64	-0.0588
400	-10^{-3}	-	58.14	-17.1696	-18.83	-0.0471
500	-10^{-2}	0.014	57.36	-21.462	-19.61	-0.0392
600	-0.2253	0.69	54.15	-25.7544	-22.82	-0.038
650	-0.1393	-0.7	841	-27.9006	764.03	1.1754
700	-0.2865	-0.76	1159	-30.0468	1082.03	1.5458

A evolução dos custos marginais de circuito, que indicam a necessidade de reforço na rede, demonstram o esgotamento da rede local para valores acima de 500 MW.

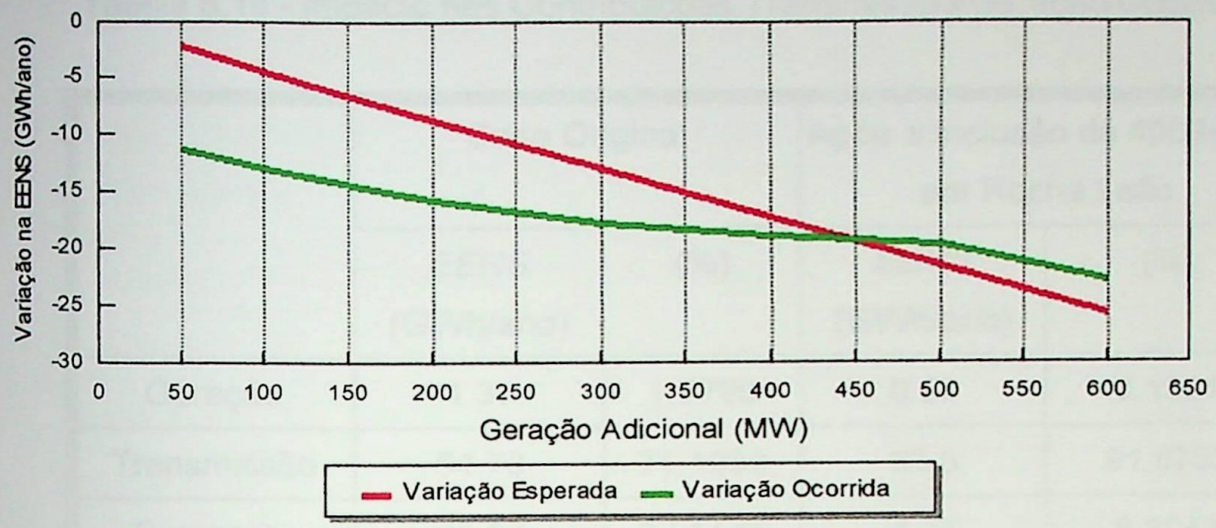


Figura 6.16 - Impacto na EENS com a elevação de Geração em Rocha Leão - 1999

A introdução de novas gerações podem mudar a contribuição das parcela Geração, Transmissão e Composta nos índices de confiabilidade.

A Tabela 6.18 mostra as novas parcelas de contribuição após a inclusão de 400 MW em Rocha Leão. Observa-se que, embora todas as parcelas tenham reduzido em valor absoluto, ocorre um significativo aumento relativo na parcela Transmissão.

Este resultado é esperado uma vez que adicionou-se 400 MW em Rocha Leão, sem reforço na rede local.

Tabela 6.18 - Impacto nas Contribuições Transmissão/Geração/Composta

	Caso Original		Após a Inclusão de 400 MW em Rocha Leão	
	EENS (GWh/ano)	(%)	*EENS* (GWh/ano)	(%)
Geração	1.37	1.7799	0.07	0.1204
Transmissão	54.73	71.1056	53.3	91.6753
Composta	20.87	27.1145	4.77	8.2043
Total	76.97	100	58.14	100

6.4 Influência da Demanda nos Custos Marginais

Um dos fatores que muito contribuem para o custo marginal de confiabilidade é a incerteza na carga. Para representação das incertezas, foi adotada uma dispersão em torno da média baseada numa distribuição normal. Todos os resultados deste capítulo consideram uma incerteza de 2%.

Para exemplificar o impacto da incerteza na demanda nos custos marginais das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta, variando-se a incerteza relativa da distribuição normal de 0 a 7%. A Tabela 6.19 e a Figura 6.17 apresentam os resulados.

Tabela 6.19 - Influência da Incerteza da Carga sobre os Custos Marginais das Barras

Custo Marginal nas Barras:	Incerteza na Carga			
	0%	2%	5%	7%
Funil--1-138	0.69938E-01	0.82031E-01	0.25	0.33
Itatia-1-138	0.62571E-01	0.73333E-01	0.22	0.3
Rsaudo-1-138	0.62321E-01	0.73093E-01	0.22	0.3
Concal-1-138	0.47643E-01	0.55869E-01	0.17	0.23
N.Igua-1-138	0.12111E-01	0.14169E-01	0.42363E-01	0.61281E-01
Cascas-1-138	0.49214E-01	0.47214E-01	0.47851E-01	0.53393E-01
Xavant-1-138	0.24162E-01	0.24997E-01	0.24797E-01	0.30657E-01
B.Garc-1-138	0.24162E-01	0.24997E-01	0.24797E-01	0.30657E-01
B.Peix-1-138	0.24162E-01	0.24997E-01	0.24797E-01	0.30657E-01

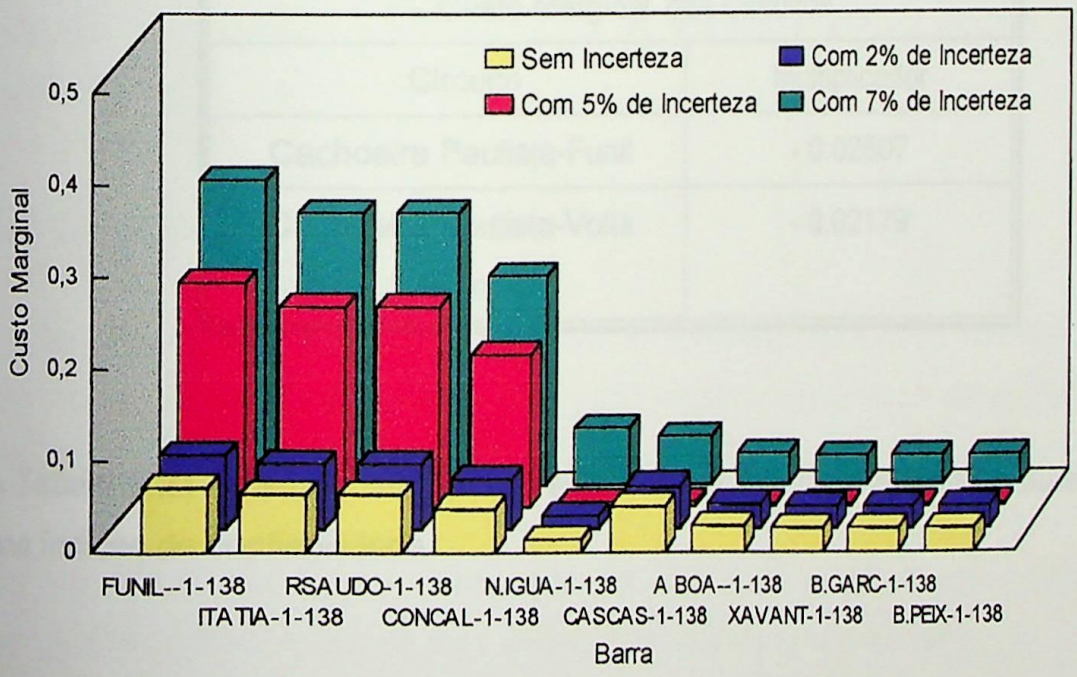


Figura 6.17 - Influência da Incerteza da Carga nos Custos Marginais

Biblioteca MAUÁ BIM

De acordo com os resultados, o impacto das incertezas de demanda não são uniformemente distribuídos no sistema, pois existem regiões do sistema que são mais solicitadas com um pequeno aumento de demanda. Portanto, uma análise de incertezas com o mercado é importante para uma seleção dos melhores pontos de injeção.

6.5 Custos Marginais dos Circuitos

Através de uma análise de confiabilidade composta, pode-se identificar os circuitos que mais estão impactando nos índices finais. A Tabela 6.20 mostra os custos marginais mais elevados de circuito na região Sudeste

Tabela 6.20 - Custos Marginais de Circuitos

Custo Marginal dos Circuitos	
Circuito	Multiplicador
Cachoeira Paulista-Funil	- 0.02507
Cachoeira Paulista-Volta Redonda	- 0.02179

A Tabela 6.21 mostra o impacto da adição de uma nova linha entre C.Paulista e Funil nos índices de confiabilidade.

Tabela 6.21 - Impacto nos Índices de Confiabilidade com a Duplicação do Circuito de mais Elevado Custo Marginal

Ano	1999	
Índice\ Local	Caso Original	Com dois circuitos Cachoeira Paulista/ Funil
Custo Marginal do Circuito	-0.03	
LOLP (%)	24.1	13.33
EENS (GWh/ano)	76.97	52.58
LOLF (oc./ano)	223.16	114.24
LOLD (horas)	9.46	10.22
LOLC ($Milhões/ano)	115.455	78.87

O custo marginal do circuito indica que a *EENS* deverá reduzir de -0.2199 com a redução da reatância entre as barras de C.Paulista e Funil de uma unidade de reatância.

6.6 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste no período 1999 - 2001. Estes valores foram separados por área, identificando os melhores pontos para novas gerações.

Em seguida é mostrado o efeito, sobre a *EENS*, da adição de novas gerações nas barras que apresentaram os mais elevados custos marginais em 1999.

Foi concluído que o sinal informado pelo custo marginal de confiabilidade é bom em termos de *ordenação*, perdendo entretanto a precisão para valores elevados de geração, por se tratar de uma informação linear. Deve-se também salientar a importância da rede local para se determinar o montante de geração máxima que a referida barra suporta.

Foi também constatada a mudança de um ano para outro dos custos marginais por barra, devido à entrada de novos agentes no sistema, tornando a informação pura do custo marginal de confiabilidade incompleta para uma tomada de decisão.

Uma informação mais completa, para efeito de tarifa nodal, teria que apontar o montante de geração que a rede local suportaria sem reforços, para que o investidor possa analisar melhor o seu risco de uma redução drástica do custo marginal da barra em questão.

Foi mostrado o impacto das incertezas na carga nos índices de confiabilidade e no custo marginal das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta variando-se a incerteza relativa da distribuição normal.

Através de uma análise de confiabilidade composta, pode-se identificar os circuitos que mais estão impactando nos índices finais, que seriam candidatos a serem repotencializados ou duplicados.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho, inicialmente foram descritos os principais métodos para cálculo da confiabilidade composta. Em resumo, os métodos para cálculo da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão podem ser divididos entre os que utilizam a representação por espaço de estados e os cronológicos.

A representação por espaço de estados realiza sua análise como *fotografias* da operação do sistema. Esta representação permite o cálculo dos índices *LOLP, LOLE, EPNS, EENS*, e até da *LOLF* com bastante precisão, entretanto, não produz valores específicos da duração das interrupções. A razão é que uma interrupção está associada a uma seqüência de estados de falha. Desta forma, a duração total de uma dada interrupção é igual à soma das durações individuais dos estados de falha que a compõem.

Já a simulação Monte Carlo seqüencial consegue representar toda a cronologia do sistema, conseguindo representar as durações das interrupções e, conseqüentemente, estimativas precisas do custo de interrupção do sistema.

Entretanto a simulação cronológica implica que estados do sistema amostrados consecutivamente variem apenas em um dos seus componentes (i.e. geradores, circuitos, carga etc.), o que torna a convergência do método substancialmente maior do que outros métodos. Portanto a grande desvantagem do método seqüencial é o esforço computacional, tornando-o quase que inaplicável a sistemas de potência, quando a análise dos estados requerem a solução de um fluxo de potência *AC*

completo, mais um modelo de medidas corretivas associado a um algoritmo de otimização.

Em seguida foram apresentadas as etapas necessárias para a realização de uma avaliação de confiabilidade composta de sistemas de potência. Pode-se destacar o cuidado necessário com os dados e os critérios utilizados para corte de carga que em última instância vão determinar os valores de corte de carga de cada estado. É sugerida a utilização do método de Simulação Monte Carlo para o cálculo da confiabilidade composta de sistemas de grande porte. Foi também sugerida a utilização de índices que contemplem os novos agentes como *PIE* e acessantes da rede de transmissão.

Mostraram-se as principais aplicações da teoria marginalista em sistemas de potência bem como o cálculo dos custos marginais de confiabilidade.

Foram apresentados os principais índices de confiabilidade para o Sistema Sudeste Brasileiro para o período 1999 - 2002. Os índices foram separados por área por tipo de falha e até mesmo por barra. Foram apontados os principais fatores que influenciam os índices de confiabilidade como o impacto das falhas de geração, transmissão e compostas, bem como o efeito da incerteza na carga sobre os índices. Os resultados mostraram que a relação da carga com os índices de confiabilidade (principalmente a *EENS*) é sensivelmente não linear.

Os resultados mostraram que no Sistema Sudeste Brasileiro, as falhas na transmissão representam a maior contribuição para os índices de confiabilidade. Isto se deve principalmente a um grande número de contingências de transmissão que resultam em isolamento de barras. Um outro aspecto importante é a contribuição significativa dos eventos compostos (27% da *EENS*), evidenciando a necessidade de uma análise de confiabilidade composta para o Sistema Brasileiro.

São também listadas as barras de custo marginal de confiabilidade mais elevado do Sudeste. Estes valores foram separados por área, identificando os melhores pontos para novas gerações.

Em seguida é mostrado o efeito sobre os índices *LOLP, EENS* e *LOLC* a consideração de novas gerações nas barras que apresentaram os mais elevados custos marginais no período 1999-2001.

Foi também constatada a mudança de um ano para outro dos custos marginais por barra devido à entrada de novos agentes no sistema, tornando a informação pura do custo marginal de confiabilidade incompleta para uma tomada de decisão.

Uma informação mais completa, para efeito de tarifa nodal, teria que apontar o montante de geração, que a rede local suportaria sem reforços, para que o investidor possa analisar melhor o seu risco de uma redução drástica do custo marginal da barra em questão.

Foi mostrado o impacto das incertezas na carga nos índices de confiabilidade e no custo marginal das barras, foram realizadas simulações de confiabilidade composta variando-se a incerteza relativa da distribuição normal.

Através de uma análise de confiabilidade composta, pode-se identificar os circuitos que mais estão impactando nos índices finais, que seriam candidatos a serem repotencializados ou duplicados.

Foi proposto, nesta dissertação de mestrado, uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão para a entrada de novos geradores levando-se em conta os aspectos de confiabilidade bem como o custo da transmissão. Esta avaliação foi feita através do custo marginal de curto-prazo por barra, que indica a sensibilidade de uma injeção numa determinada barra em relação a *LOLC*.

Foi concluído que o sinal informado pelo custo marginal de confiabilidade é bom, perdendo entretanto a precisão para valores elevados de geração, por se tratar de uma informação linear.

Foi também constatada a mudança, de um ano para outro dos custos marginais por barra devido a entrada de novos agentes no sistema, tornando a informação pura do custo marginal incompleta para uma tomada de decisão. Uma informação mais completa, para efeito de tarifa nodal, teria que apontar o montante de geração que a rede local suportaria sem reforços, para que o investidor possa analisar melhor o seu risco de uma redução drástica do custo marginal da barra em questão.

Nesta linha de estudo sugerem-se as seguintes propostas de pesquisa:

- Determinar o montante máximo por barra que tornaria o seu custo marginal desprezível, ou seja o montante de geração que eliminaria a atratividade da barra em questão.

- Determinação do montante máximo levando em consideração a capacidade da rede associada à barra em questão.

- As metodologias propostas devem ser testadas com a análise de fluxo de potência AC.

- Avaliação dos benefícios a serem oferecidos aos agentes de geração devido a contribuição na confiabilidade.

- Impacto dos custos de interrupção (modelagem e valores absolutos) nas decisões oriundas da análise de confiabilidade relativa aos *PIE*s.

- Avaliação dos riscos do negócio do *PIE* ao longo da vida útil do investimento em função das mudanças, reforços e competição no sistema.

APÊNDICE A

DESCRIÇÃO DO MODELO NH2

Neste apêndice são descritas as principais características do modelo *NH2* [C93a, PF89], utilizado neste trabalho.

O Sistema computacional *NH2* (Nível Hierárquico 2) tem por objetivo calcular índices de confiabilidade de Sistemas de geração e transmissão de grande porte sob o enfoque de regime permanente, ou seja, de adequação. O *NH2* foi desenvolvido pelo CEPEL com o apoio da ELETROBRAS através do Subgrupo de Confiabilidade (*SGC*)

A.1 Dados Necessários

Os modelos estocásticos utilizados no programa *NH2* têm como objetivo atender aos requisitos levantados por uma análise dos fatores que afetam a confiabilidade dos Sistemas Brasileiros [MMR94, PF89]. Além dos fatores tradicionais, tais como, falhas independentes de componentes de geração e transmissão, outros estão contemplados na versão atual do programa, tais como: saídas múltiplas e dependentes de componentes; variações nas cargas e incerteza na previsão. Outros modelos estão sendo gradativamente implementados, entre eles, condições ambientais e hidrológicas; manutenção programada e dependência dos indicadores econômicos com as características das falhas [MPL93]. Na estrutura computacional do programa alguns modelos foram considerados a nível de cenário e outros na própria simulação. Nos cenários estão considerados aqueles que venham a modificar

significativamente o ponto de operação inicial do sistema ou possuam correlação temporal, quais sejam: carga, hidrologia, manutenção e condições ambientais. Os outros modelos são considerados durante a simulação dos cenários. Um conjunto mínimo de dados para a análise de confiabilidade é o seguinte: dados tradicionais de fluxo de potência (barras, circuitos, áreas, etc) incluindo faixas de tensão desejadas para os regimes de operação e emergência, dados estocásticos (usinas, circuitos, múltiplas, etc), tais como, taxas de falha e tempos de reparo, além dos dados de cenário (alterações em relação ao caso-base) para as avaliações multicenários.

A.2 Estrutura do Programa

O Sistema computacional *NH2* adota, como elemento central na estruturação do programa, o conceito de cenário. Um cenário do sistema geração/transmissão é atualmente caracterizado pela topologia do sistema e seus componentes e o nível de carga em cada barra. Associa-se a cada cenário um conjunto de despachos de geração que, junto com o perfil de tensões, define um ponto de operação para este cenário. Este ponto corresponde ao resultado de um algoritmo de fluxo de potência *AC* não linear (e.g. Newton com medidas corretivas), disponível no programa como auxílio aos usuários.

Dado um cenário, é possível estabelecer um ou mais despachos. Para um determinado cenário a escolha de um particular despacho gera um "caso-base" associado a esse cenário. Uma vez estabelecidos os cenários e os casos base correspondentes, pode-se optar por fazer uma análise de confiabilidade global (envolvendo todos os cenários) ou apenas de um cenário.

A análise de confiabilidade pode ser feita considerando falhas somente na geração, na transmissão ou compostas (geração e transmissão).

Dentro da estrutura do programa, os cenários são selecionados e simulados separadamente. A simulação de um cenário corresponde a uma análise tradicional de confiabilidade condicionada às condições operativas do cenário selecionado.

Após a avaliação de todos os cenários, o programa fornece o resultado global correspondente a uma análise multicenários.

A análise de confiabilidade, que é o "núcleo" do *NH2*, compreende três módulos básicos:

- seleção de estados;
- análise de desempenho do sistema;
- cálculo dos índices de confiabilidade.

A.2.1 Seleção de Estados

Atualmente existem duas formas de seleção de estados no programa *NH2:*

- enumeração;
- Simulação Monte Carlo não-seqüencial [PB92].

No método de enumeração, são selecionados os estados com probabilidade acima de um limite de truncamento ou a partir de uma lista de contingências definida pelo usuário. Os índices resultantes deste método correspondem ao limite inferior dos valores verdadeiros devido aos estados não analisados. Este método é eficiente quando o espaço de estados mais significativo for relativamente pequeno, a sua aplicação é recomendável apenas em estudos de confiabilidade de transmissão. As probabilidades de falhas de circuito são relativamente baixas tornando altamente improváveis as saídas simultâneas de vários circuitos, com exceção das falhas de modo comum. É opção do usuário a utilização do método da superposição [OPC88] para estimar o resultado de algumas contingências duplas. Este método consiste em adotar, como resultado de uma contingência dupla, a soma de duas simples já simuladas, e portanto, evitar efetivamente a sua análise (fluxo de potência e medidas corretivas). No programa, o princípio da superposição só é aplicado quando dois circuitos estiverem razoavelmente distantes para que não haja interação entre eles.

Na Simulação Monte Carlo não-seqüencial, os estados são amostrados a partir das distribuições de probabilidades dos componentes do sistema e os índices são estimados como a média dos valores resultantes da análise de adequação de cada estado. Estas estimativas serão mais precisas quanto maior o tamanho da amostra simulada, e portanto, mais próximas dos valores verdadeiros dos índices. A incerteza das estimativas é medida através da variância da estimativa, deste modo, é possível controlar a precisão dos índices. A simulação Monte Carlo é preferível quando o número de estados criticos/prováveis é potencialmente grande. Esta situação é típica em estudos de confiabilidade composta, onde saídas múltiplas são mais prováveis devido às probabilidades de falha das unidades geradoras serem bem maiores que às dos circuitos. Outra vantagem do método é o fato de ser possível tratar sistemas bastante complexos e obter também as distribuições de probabilidade de grandezas de interesse (e.g., tensão em barras e fluxo em circuitos). Entretanto, tem como limitação a grande dependência do esforço computacional com a precisão desejada, que pode, no entanto, ser reduzida pelo uso de técnicas de redução de variância [OPC88]. A técnica de redução de variância implementada no programa utiliza variáveis de regressão provenientes de uma análise de enumeração da transmissão. A idéia básica do método é utilizar as informações obtidas analiticamente para a transmissão como uma primeira aproximação dos índices verdadeiros. Posteriormente, a simulação Monte Carlo complementa estes valores, sendo que, os resíduos (diferença entre o modelo completo e simplificado) apresentam variâncias menores, acelerando assim a convergência do método.

A.2.2 Análise de Adequação

A análise de adequação de cada estado selecionado é efetuada em cinco etapas: *configuração e pré-solução*, que implementam as alterações e ajustes associados a cada contingência; *solução*, que calcula o ponto de operação para a contingência; *monitoração*, que identifica violações dos limites operativos; e *medidas corretivas*, que acionam os controles necessários para eliminar estas violações.

Para realização destas etapas são utilizados algoritmos específicos acionados seqüencialmente durante a análise de desempenho de cada estado.

A função do configurador de estados é o de implementar no sistema as contingências e as modificações associadas chamadas de *Alterações Vinculadas*.

As possíveis saídas forçadas consideradas são:

- Saída de circuito;
- Saída de unidades geradoras;
- Redução na capacidade de geração (modelo *multi-estados*);
- Saída simultânea de um conjunto de componentes do sistema (modo comum);
- Mudança de estado de um elemento de transmissão multi-estado.

As alterações vinculadas possíveis são:

- Transferência de cargas;
- Desligamento de cargas;
- Reconfiguração da rede - (Linhas, Shunts, etc);
- Desligamento/Acionamento de geradores;

O algoritmo de pré-solução, entre outras funções, verifica a topologia da rede identificando as perdas de carga por ilhamento. Nesta etapa são identificadas apenas as perdas de carga por ilhamento.

A etapa de solução (fluxo de potência) pode ser efetuada com os métodos iterativos não lineares (Newton e Desacoplado rápido) ou linearizado (fluxo *DC*).

O algoritmo de pós-solução consiste basicamente na monitoração e identificação das falhas de acordo com os critérios pré-definidos.

Os possíveis tipos de problemas no sistema são identificados como:

- Sobrecargas em circuitos;
- Violação de tensão nas barras;
- Violação de Intercâmbios entre áreas;
- Ilhamentos;
- Insuficiência de geração;
- Problemas na convergência do fluxo de potência.

Durante a análise de um estado do sistema, ele é caracterizado como de "sucesso" ou "falha", sendo a classificação função dos critérios de desempenho estipulados.

A avaliação do desempenho do sistema é geralmente realizada através de um modelo de fluxo de potência *AC* (não linear) ou *DC* (linearizado) acoplado a um modelo de medidas corretivas capaz de determinar mudanças no ponto de operação obtido após a contingência. Estas mudanças podem conduzir um estado de falha (restrições violadas) ao sucesso através da atuação de controles sobre potência ativa, tensões de saída dos geradores e tap dos transformadores. Caso não seja possível eliminar as violações, o modelo fornece o mínimo corte de carga para a correção destas violações.

As etapas descritas acima são as mais acionadas pelo programa, pois são responsáveis pelo diagnóstico de todos os estados selecionados para a análise. A última etapa é utilizada somente em alguns dos estados simulados para eliminar as violações operativas detectadas na monitoração. Através de um método de otimização baseado em linearizações sucessivas com representação *AC* da rede é possível minimizar o corte de carga necessário para eliminar as violações [RMM92]. Este método aciona alguns controles do sistema, tais como: redespacho de geradores, ajuste de taps em transformadores *LTC* e, em último caso, cortes de carga. Nesta etapa pode-se ainda optar por soluções *locais* condicionadas a controles acionados só na *vizinhança* das violações. Desta forma, os resultados obtidos estarão mais próximos da realidade operativa.

No Programa *NH2* foram implementados três diferentes algoritmos de medidas corretivas. O primeiro deles é o mais completo e envolve um modelo acoplado dos problemas de potência ativa e reativa. O segundo é uma versão simplificada na qual só é considerado o subproblema ativo. O terceiro e último algoritmo monitora somente violações de tensão, cortando carga para aliviá-las.

O problema básico a ser resolvido na etapa de medidas corretivas é portanto estabelecer um conjunto de ações de controle que reconduza o sistema a um ponto de operação viável em que não haja violações dos limites de tensão e carregamento. Se isto não for atingido, o algoritmo de medidas corretivas deve estabelecer o mínimo de corte de carga capaz de reconduzir o sistema a um estado operativo aceitável sob condições de emergência.

O montante de corte de carga serve então para auferir a severidade da contingência sendo usado para calcular o valor esperado de energia ou potência não supridas (*EENS* ou *EPNS*).

A.2.3 Índices Calculados

O último módulo do programa é de cálculo de índices de confiabilidade. Os índices de confiabilidade possuem três atributos fundamentais:

- Freqüência de eventos;
- Duração de evento;
- Severidade de eventos.

Dois tipos de índices são calculados pelo programa: o índice de problemas, que se refere a violações de restrições operativas para o despacho do caso base, e os índices de severidade, que se referem aos cortes de carga necessários para eliminar as violações detectadas.

O índice de problemas calculado é a probabilidade de violação de cada tipo de restrição considerada (isolamento, carregamento em circuitos, tensão nas barras, etc). Ressalta-se que, este índice é muito dependente do ponto de operação inicial, uma vez que o mesmo é calculado antes da aplicação do algoritmo de medidas corretivas. Os índices de severidade calculados são probabilidade *LOLP* e *LOLE*, expectância *EPNS* e *EENS*), freqüência *LOLF* e duração *LOLD* do corte de carga a nível do sistema e por barra de carga [MPL92].

Os índices de probabilidade e expectância a nível do sistema são também desagregados em modos de falha, por tipo de restrição inicialmente violada para cuja eliminação foi necessário cortar carga. A diferença entre as probabilidades de corte de carga e de problemas no sistema fornece uma avaliação do efeito das medidas corretivas aplicadas ao sistema com o despacho especificado no caso base.

Como resultado da análise de confiabilidade composta, é possível obter estimativas dos índices de confiabilidade de geração (representação em barra única) e de transmissão (sem as indisponibilidades do sistema de geração). A diferença entre o índice de confiabilidade do sistema composto e os índices de geração e transmissão reflete a contribuição dos efeitos compostos nos índices finais, isto é, a parcela que não é calculada pelos modelos de confiabilidade de geração e de transmissão [PB92]. Além dos índices tradicionais de confiabilidade, o programa fornece também um conjunto de informações adicionais ao final de uma análise, quais sejam: casos mais severos, distribuição de probabilidade de variáveis selecionadas antes e depois das medidas corretivas, estatísticas de violação por circuito e por barras, estatística das perdas por área, sensibilidade em relação a reforços e expansão do sistema [PMG94].

Mais detalhes estão disponíveis nas referências [C93a, C93b] .

REFERÊNCIAS

[ABL84] R. N. Allan, R. Billinton, S. H. Lee, "Bibliography on the Aplication of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-103, no.2, pp. 275-282, 1984.

[AB88] R. N. Allan, R. Billinton e outros, "Bibliography on the Aplication of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-103, no.2, pp. 275-282, 1988.

[ACF95] M. Alzira N. Silveira, Paulo A. P. Costa, R. N. Fontoura, J. C. O. Mello "Determinação da Confiabilidade Composta do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro", *XIII SNPTEE*, Florianópolis, Outubro, 1995.

[AMM97] M. Alzira N. Silveira, A. C. G. Melo, J. C. O. Mello, R. N. Fontoura "Reliability Evaluation of the FURNAS HVDC System and its Influence on Brazilian Southeastern Indices" *5th PMAPS*, Vancouver, 1997.

[ASC96] M. Alzira N. Silveira, Marcio G. Sereno, Sumara T. Cavalcante, João C. O. Mello, Albert C. G. Melo "Comparação entre Alternativas de Suprimento à Área Rio de Janeiro-Espírito Santo com Enfoque Probabilístico" *V SEPOPE*, Recife, Maio,1996.

[BA83] Billinton, R., Allan, R. N. "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Plenum Press, 1983.

[BA84] Billinton, R., Allan, R. N. "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman books, New York and London 1984.

[BAM95] João Ricardo Paes de Barros, Vilma de Souza de Andrade, Fábio da Costa Medeiros "Experiência da CHESF na Aplicação de uma Metodologia Econômica-Probabilística para Obtenção da Expansão Otimizada do Sistema de Transmissão da Área Leste" *XIII SNPTEE*, Florianópolis, Outubro, 1995.

[BB68] R. Billinton, K. E. Bollinger, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-87, no.2, pp. 538-547, Feb. 1968.

[BB93] Roberto Bitu, Paulo Born "Tarifas de Energia Elétrica - Aspectos Conceituais e Metodológicos", MM Editora Ltda, São Paulo 1993.

[BG75a] R. Billinton, M. S. Grover, "Reliability Assesment of Transmission and Distribution System", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-94, no.3, pp. 724-732, May/Jun. 1975.

[BG75b] R. Billinton, M. S. Grover, "Quantitative Evaluation of Permanent Outage in Distribution Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-94, no.3, pp. 733-741, May/Jun. 1975.

[BG93] R. Billinton, F. Gbeddy, "Effects of Non-Utility Generators on Composite System Adequacy Evaluation", IEEE Trans. on Power System, Vol. 8, No. 3, 1993, pp 771-777.

[BG96] R. Billinton, F. Gbeddy, "Impact of Power Wheeling on Composite System Adequacy Evaluation", Electrical Power & Energy Systems Vol 18. No 3. pp 143 - 151, 1996.

[BL92] R. Billinton, W. Li, "A System State Transition Sampling Method for Composite System Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 8, (1993), pp 761 - 770.

[BS92] Ralph T. Byrns, Gerald W. Stone "Microeconomics", Harper Collins College Publishers Inc., 1992.

[BS94] R. Billinton, J. Satish, "Impact of Reinforcements on Overall Power System Reliability Indices", *4th PMAPS*, pp. 279-285, Rio de Janeiro, 1994.

[BWW83] R. Billinton, G. Wacker, E. Wojczynski, "Comprehensive Bibliography on Electrical Service Consumer Interruptions Costs", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-102, Jun. 1983.

[C93a] CEPEL, "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte - Manual de Metodologia.

[C93b] CEPEL, "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte - Manual do Usuário.

[CBS86] Michael C. Caramanis, Roger E. Bohn, Fred C. Shweppe, "The Cost of Wheeling and Optimal Wheeling Rates", *IIEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 1, (1986).

[CPR97] M. Ceraolo, L. Paris, P. Pelacchi, A. Rivoiro, "Technical-Economical Simulations of Electrical Systems: A Tool for Setting IPP Contracts", *Cigré* Symposium Tours, France, June 1997.

[CRW69] V. M. Cook, R. J. Ringlee, A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part IV - Models for Multiple Boiler-Turbine and for Partial Outage State", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-88, no.8, pp. 1224-1232, Ago.1969.

[D89] E. N. Dialynas, "Impacts of Cogeneration and Small Power Prucing Facilities on the Power System Reliability Indices", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 4, No. 3, Septtember, 1989, pp368-374.

[DPK97] E. N. Dialynas, D. J. Papakammenos, N. C. Koskolos, "Reliability Assessment of Composite Power Systems Considering the Impact of Non-Utility Generation and Power Wheeling Transactions" *Cigré Symposium* Tours, France, June 1997.

[E78] J. Endrenyi, "Three State Models in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-90, no.4, pp. 1909-1916, Jul./Ago. 1971.

[E87] EPRI, Composite System Avaliation Methods, Report EL - 5178, 1987.

[E91a] ELETROBRÁS, *GCPS* - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos/ SGC- Subgrupo de Confiabilidade "Avaliação de Confiabilidade do Sistema Planejado para 1995", Relatório *SCEL-GTAD*-01/91, Março 1991.

[E91b] ELETROBRÁS, "Custos de Interrupção no Suprimento de Energia Elétrica - Relatório da Pesquisa", Relatório *SCEL-GTAD*-01/91, Março 1991.

[E96] ELETROBRÁS, "Programa Decenal de Transmissão da Região Sudeste/Centro-Oeste - Período 1997/2006", *GCPS/CTST/GTPD/* 1996.

[F89] R. N. Fontoura, "Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro", *X SNPTEE*, Curitiba, Outubro, 1989.

[FAA90] Luiz Alberto Machado Fortunato, Tristão de Alencar Araripe Neto, João Carlos Ribeiro de Albuquerque e Mario Veiga Ferraz Pereira - "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica", EDUFF, Niterói 1990.

[GCC92] B. G. Gorenstin, N. M. Campodónico, J. P. Costa, M. V. F. Pereira "Sthochastic Optimization of Hydro-Thermal System Including Network Constraints", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. 7, no.2, May. 1992.

[GMM95] S. Granville, J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, "Aplication of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability", 1995 *IEEE* PES *Summer Meeting*, Paper 95 SM 599-1 PWRS, Portland, July 23-27, 1995.

[GMP64] D. P. Gaver, F. E. Montmeat, A. D. Patton, "Power System Reliability: I - Mesurees and Methods of Calculation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. 83, no.7, pp. 727-737, Jul. 1964.

[H97] G. A. Hamoud, "Impact os Non-Utility Power Transactins on Reliability and Operating Cost of Power Systems", *Cigré* Symposium Tours, France, June 1997

[I72] IEEE Committee, "Bibliography on the Aplication of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., 1972.

[I78] IEEE Committee, "Bibliography on the Aplication of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., 1978.

[L33] W. J. Lyman, "Fundamental Consideration in Preparing Master System Plan", Electrical World, Vol. 101, no.24, pp. 788-792, Jun., 1933.

[LBC95] Douglas M. Logan, Jill S. Baylor, David Cotcher, K. Dean Krauss, "Communicating the Value of Dispatchability for Non-Utility Generation Projects" *IEEE* Winter Meeting, paper 95WM123-0 PWRS, New York, 1995.

[LPS89] A. M. Leite da Silva, M. V. F. Pereira, M. Th. Schilling "Power Systems Analysis Under Uncertanties - Concepts and Techniques", II *Symp. of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, São Paulo, Brazil, 1989.

[LW47] E. S. Loane, C. W. Watchorn, "Probability Methods Applied to Generating Capacity Problems of a Combined Hydro and Steam System", AIEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. 66, pp. 1645-16570, 1947.

[M83] Monticelli A. J., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.

[M85] M. Th. Schilling, "Confiabilidade de Sistemas Elertoenergéticos: Bibilografia Disponível no Brasil (1969-1985)", RBE - Caderno de Engenharia Elétrica, Vol.2, No.2, pp.23-52, Dezembro 1985.

[M94] J. C. O. Mello, Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Trasmissão, Tese de Doutorado, PUC/RJ, 1994.

[M96] Silvia Helena Cossio Mesa, Uma Nova Metodologia para a Valoração do Custo de Acesso à Transmissão Considerando Aspectos de Confiabilidade, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 1996.

[MGP95] J. C. O. Mello, S. Granvile, M. V. F. Pereira, Maria Candida A. Lima, Stênio Alvarenga F., "Cálculo de Custos Marginais em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão - Uma Abordagem Probabilística" *XIII SNPTEE*, Florianópolis, Outubro, 1995.

Biblioteca MAUÁ BIM

[MHS92] Alexandre Garcia Massaud, J. R. Hernandes, M. Th. Schilling, "Custo de Interrupção de Energia Elétrica no Brasil", IX Congresso Brasileiro e Automação, Vitória, ES, 1992.

[MMA96] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, João Carlos de O. Aires, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, M. Th. Schilling "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas de Potência - Uma Aplicação na Light" *V SEPOPE*, Recife, Maio,1996.

[MMP96] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva "A Chronological Load Model for Composite Reliability Evaluation in Large Scale Power Systems" *V SEPOPE*, Recife, Maio,1996.

[MMR94] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, S. Romero, G. C. Oliveira, R. N. Fontoura, "A Composite System Reliability Evaluation Model for Large Scale Power Systems", *4th PMAPS*, Rio de Janeiro, 1994.

[MPL91] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, " Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 7, (1992), pp 469 - 476.

[MPL92] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 8, (1993), pp 1118-1125.

[MRS91] A. C. G. Melo, Dorel Soares Ramos, Edson Luiz da Silva, J. C. O. Mello, Marciano Morozowski, M. Th. Schilling, "Estabelecimento de Critérios de Planejamento - Revisão Metodologica", *XI SNPTEE*, Rio de Janeiro, Outubro, 1991.

[MT68] A. Mallard, V. C. Thomas, "A Method for Calculating Transmission System Reliability", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-87, no.3, pp. 824-834, Mar. 1964.

[OPC88] G. C. Oliveira, M. V. F. Pereira, S. H. F. Cunha, "A Technique for Reducing Computational Effort in Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 4, (1988).

[PB92] M. V. F. Pereira, N. Balu, "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", Invited Paper Proceedings of *IEEE*, Vol.80, No.4, April 1992.

[PF89] M. V. F. Pereira, R. N. Fontoura, "Desenvolvimento de um Modelo de Confiabilidade Composta para o Sistema Brasileiro", *X SNPTEE*, Curitiba, Outubro, 1989.

[PMG94] M. V. F. Pereira, J. C. O. Mello, S. Granvile, M. C. A. Lima, S. Alvarenga Filho "Probabilistic Marginal Cost Evaluationin Generation and Transmission Systems", *4th PMAPS*, Rio de Janeiro, 1994.

[RG70] R. J. Ringlee, S. D. Goode, "On Procedures for Reliability Evaluation of Transmission Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-89, no.4, pp. 527-537, April. 1970.

[RMM92] S. P. Romero, J. C. O. Mello, M. Morozowski, S. Granvile, B. G. Gorestin, "Aplicação de um Novo Modelo de Otimização no Cálculo de Medidas Corretivas em Estudos de Planejamento - Modelagem e Resultados", IX Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, ES, Setembro de 1992.

[RW69] R. J. Ringlee, A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-88, no.4, pp. 375-388, Abr.1969.

[RW71] R. J. Ringlee, A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part V - Models for Delays in Unit Installations and Two Interconnected Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. PAS-90, no.1, pp. 78-88, Jan./Feb. 1971.

[S34a] S. A. Smith, Jr., "Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage", Electrical World, Vol. 103, pp.222-225, Feb., 1934.

[S34b] S. A. Smith, Jr., "Service Reliability Measured by Probabilities of Outage", Electrical World, Vol. 103, pp.371-374, Mar., 1934.

[S34c] S. A. Smith, Jr., "Probability Theory and Spare Equipment", Boletim, Edson Electrical Institute (Nova York, N.Y.), Mar., 1934.

[S86] SGC, "Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro", *VIII SNPTEE*, São Paulo, Outubro, 1986.

[S87] *SGC, "Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Transmissão Brasileiro Planejado", IX SNPTEE*, Belo Horizonte, Outubro, 1987.

[S89] *SGC*, "Modelagem de Subestações Transformadoras em Estudos de Confiabilidade", *X SNPTEE*, Curitiba, Outubro, 1989.

[SCT88] F. C. Shweppe, Michael C. Caramanis, R. D. Tabors, Roger E. Bohn, "Spot Pricing of Eletricity" Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.

[SM86] Edson Luiz da Silva, Marciano Morozowski, "Base de Dados para Estudos de Confiabilidade de Sistemas de Potência", *VIII SNPTEE*, São Paulo, Outubro, 1986.

[SPB89] Sergio dos Santos J., Paulo R. Purger, João Ricardo Paes de Barros, "Aplicação de Técnicas Probabilísticas para o Dimensionamento de Políticas de Reserva de Transformação", *X SNPTEE*, Curitiba, Outubro, 1989.

[SPD72] R. B. Shipley, A. D. Patton, J. S. Denison, "Power Reliability Cost versus Worth", IEEE Trans. on Power Syst., 1972.

[T64] Z. G. Todd, "A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. 83, no.7, pp. 696-701, Jul. 1964.

[TBW91] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, "Comprehensive Bibliography on Electrical Service Consumer Interruptions Costs: 1980-1990", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. 6, no.4, Nov. 1991.

[TPA86] L. A. Terry, M. V. F. Pereira, T. A. Araripe Neto, L. F. C. A. Silva, P. R. H. Sales, "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electric Generating System", Interfaces, Vol 16, Jan-Feb. 1986.

[WB92] L. Wenyuan, R. Billinton, "A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission Planning", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol 8, (1993), pp 628 - 635.

[YW96] Yacout Mansour, Wenyuan Li, "Selecting Location and Size of Cogenerations Conneteded to Area Transmission Systems Based on Impact on System Reliability", *V SEPOPE*, Recife, Maio,1996.