

TESE

832

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**DETERMINAÇÃO DO VALOR DA  
CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE GERAÇÃO**

**GUSTAVO PEREZ ALVAREZ**

**Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva**  
**Co-Orientador: Prof. José Wanderley Marangon Lima**

**Fevereiro de 1996**  
**Itajubá - MG - Brasil**

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

EFEI



# DETERMINAÇÃO DO VALOR DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE GERAÇÃO

GUSTAVO PEREZ ALVAREZ

Dissertação submetida ao  
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA EFEI  
como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva  
Co-Orientador: Prof. José Wanderley Marangon Lima

FEVEREIRO DE 1996  
ITAJUBÁ - MG - BRASIL

CLASS. 621.311.15.004.15 (043.2)  
CUTI R. P438d  
TOMBO. 832



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

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada por Portaria nº 048 de 07/02/96, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas de Geração" 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 Sistemas Elétricos de Potência, satisfeitas as demais exigências egimentais, a Gustavo Pérez Alvarez.

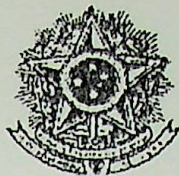
Itajubá, 07 de fevereiro de 1996.

Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo  
1º Examinador - CEPEL

Dr. João Carlos de Oliveira Mello  
2º Examinador - CEPEL

Prof. José Wanderley Marangon Lima  
3º Examinador - EFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva  
Orientador - EFEI



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

A N E X O I I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas de Geração"

Autor: GUSTAVO PÉREZ ALVAREZ

JULGAMENTO

EXAMINADORES	CONCEITO	RUBRICA
1º	A	<i>[Signature]</i>
2º	A	<i>[Signature]</i>
3º	A	<i>[Signature]</i>
4º	A	<i>[Signature]</i>

Resultado Médio: Conceito A, ou seja, aprovado

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 12 de Fevereiro de 1996.

*[Signature]*  
Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo  
1º Examinador - CEPEL

*[Signature]*  
Dr. João Carlos de Oliveira Mello  
2º Examinador - CEPEL

*[Signature]*  
Prof. José Wanderley Marangon Lima  
3º Examinador - EFEI

*[Signature]*  
Prof. Armando Martins Leite da Silva  
4º Examinador - EFEI

# AGRADECIMENTOS

Ao professor Orlando Medina Lora do DHA, pela dedicação e excelente orientação proporcionadas durante o desenvolvimento desta dissertação, bem como pela qualidade dos ensinamentos e pela paciência e apoio nos momentos em longo destes dois anos, que possibilitaram fazer progressos na construção de minha formação profissional.

Do professor José Wladimir Vargas Lora, por suas orientações, apoio e encorajamento e incentivo para a elaboração desta dissertação.

Agradeço à administração Eólica S.A. - Medellín, Colombia - pelo suporte financeiro e pela confiança depositada em mim para poder realizar este trabalho, bem como pelo apoio e incentivo durante o processo de aprendizagem.

A Deus pelo apoio financeiro.

A minha esposa Ana Patricia Arango V. pelo seu apoio decisivo, amor e compreensão durante este processo, bem como pelo apoio financeiro e moral durante este processo de aprendizagem e realização desta dissertação.

*A Deus, luz da minha existência.*

*À minha esposa Ana Patricia Arango V.*

A minha mãe e família, que sempre me apoiaram e incentivaram durante este processo de aprendizagem e realização desta dissertação.

*À minha mãe María Luisa (in memoriam).*

# AGRADECIMENTOS

## RESUMO

- ♦ Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pela dedicação e excelente orientação proporcionadas durante o desenvolvimento desta dissertação, bem como pela qualidade dos ensinamentos e seus acertados e oportunos conselhos ao longo destes dois anos, que constituíram bases sólidas na estruturação de minha formação profissional.
- ♦ Ao professor José Wanderley Marangon Lima por suas apropriadas recomendações e excelente apoio para a elaboração desta dissertação.
- ♦ À ISA - Interconexión Eléctrica S.A. - Medellín, Colombia - pelo suporte financeiro e pela confiança depositada em mim para poder realizar efetivamente todo este processo de preparo e aprendizagem.
- ♦ À CAPES pelo suporte financeiro.
- ♦ À minha esposa Ana Patricia Arango V. pelo seu apoio decisivo e eficaz nos momentos cruciais, pela sua perseverança, pela sua magnífica motivação e pela grande colaboração no preparo de todos os meus trabalhos ao longo destes dois anos.
- ♦ À minha querida e lembrada mãe María Luisa que me está olhando do Céu, por sua dedicação e consagração para me proporcionar uma formação digna e de qualidade em todos os aspectos da minha vida.

## ABSTRACT

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para obter uma estimativa precisa do valor da confiabilidade em sistemas de geração. Este método permite calcular índices de Custo de Perda de Carga (*loss of load cost, LOLC*) que, representam os prejuízos causados aos consumidores pelas interrupções de energia.

Será demonstrado que todos os métodos anteriormente propostos para avaliar tais índices são, de fato, aproximações. A nova metodologia baseia-se na simulação seqüencial de Monte Carlo que permite representar todos os possíveis aspectos cronológicos, e além disto, permite calcular a distribuição de probabilidade associada ao custo de perda de carga.

Será mostrado também como o índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, podem ser usados no planejamento da expansão de sistemas de geração. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas.

Resultados de estudos utilizando os sistemas teste de confiabilidade do IEEE (*IEEE Reliability Test System*) e o sistema Sudeste Brasileiro são apresentados e discutidos.

# ABSTRACT

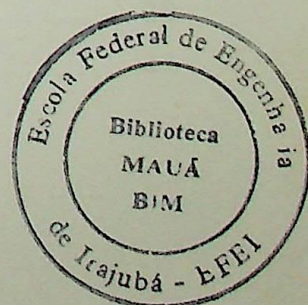
## SUMÁRIO

This work presents a new methodology to calculate *loss of load cost* (LOLC) indices in generating systems. It is demonstrated that all previously proposed methods for evaluating LOLC indices are, in fact, approximations.

Sequential Monte Carlo simulation, representing all possible chronological aspects, is used to calculate the probability distribution of the LOLC index. It is shown how the LOLC index, expressed in dollars per year, and the risk of not getting it, expressed as a probability or percentage, can be used in the expansion planning of generation systems.

The proposed methodology proved to be very adequate to deal with these problems and can improve significantly the decision making process.

Both parameters, LOLC and risk, are established *a priori* as targets. Case studies with the IEEE Reability Test system and the Brazilian Southeastern System are presented and discussed.



# SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	x
Lista de Abreviaturas e Símbolos.....	xi
<b>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1. PREFÁCIO.....	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO.....	6
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	10
<b>CAPÍTULO II - AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO.....</b>	<b>11</b>
2. INTRODUÇÃO.....	11
2.1 CONCEITOS BÁSICOS.....	12
2.1.1 Representação Por Espaço de Estados.....	12
2.2 MÉTODOS DE CONVOLUÇÃO.....	15
2.2.1 Métodos de Perda de Carga.....	16
2.2.1.1 Probabilidade de Perda de Carga.....	16
2.2.1.2 Valor Esperado de Perda de Carga.....	17
2.2.1.3 Valor Esperado de Energia Não Suprida.....	20
2.2.2 Método de Frequência e Duração.....	20
2.3 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO.....	28
2.3.1 Processos Básicos de Simulação.....	29
2.3.1.1 Amostragem Instantânea ou Não-Seqüencial.....	30
2.3.1.2 Amostragem Seqüencial.....	34
2.3.1.3 Simulação Pseudo-Seqüencial de Monte Carlo.....	36
2.4 CONCLUSÕES.....	37
<b>CAPÍTULO III - O VALOR DA CONFIABILIDADE.....</b>	<b>39</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	39
3.2 CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO.....	41

3.2.1 Parâmetros de Desempenho .....	43
3.2.2 Incidência das Interrupções nos Consumidores.....	46
3.2.3 Pesquisas Sobre os Custos de Interrupção em Outros Países .....	47
3.3 DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO .....	49
3.3.1 Métodos para Determinar o Custo de Interrupção .....	50
3.3.1.1 Método Proposto .....	50
3.3.1.2 Método 1.....	52
3.3.1.3 Método 2.....	53
3.3.1.4 Método 3.....	54
3.4 CUSTO DE PERDA DE CARGA - LOLC .....	55
3.4.1 Custo de Perda de Carga - LOLC- por Barra.....	59
3.5 EXEMPLO NUMÉRICO.....	61
3.5.1 Resultados .....	62
3.6 CONCLUSÕES .....	77
CAPÍTULO IV - RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	80
4.1 INTRODUÇÃO .....	80
4.2 SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE "IEEE - RTS" .....	81
4.2.1 Configuração Básica.....	82
4.2.2 Análise de Resultados .....	87
4.2.3 Análise de Sensibilidade.....	91
4.2.3.1 Variação da Carga.....	91
4.2.3.2 Variação da Taxa de Falha ( $\lambda$ ) .....	94
4.2.3.3 Variação da Taxa de Reparo ( $\mu$ ) .....	99
4.3 SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO.....	103
4.3.1 Configuração Básica do Sistema "SSB" .....	105
4.4 APLICAÇÃO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO .....	109
4.5 CONCLUSÕES .....	110
CAPÍTULO V - CONCLUSÕES .....	113
APÊNDICE A - Processos de Corte e Reposição da Carga por Barra.....	118
APÊNDICE B - Sistema Teste de Confiabilidade IEEE-RTS .....	132
APÊNDICE C- Índices de Confiabilidade do Sistema Base IEEE-RTS.....	139

APÊNDICE D - Índices de Confiabilidade do IEEE-RTS sob Uma Condição

Particular de Carga ..... 145

APÊNDICE E - Sistema Sudeste Brasileiro SSB ..... 153

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 161

## LISTA DE FIGURAS

Figura. 2.1 - Curva de Duração de Carga.....	19
Figura. 2.2 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando a Entrada do Sistema ao Estado <i>i</i> .....	22
Figura. 2.3 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando a Saída do Sistema do Estado <i>i</i> .....	23
Figura. 2.4 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando os Estados de Sucesso e Falha .....	25
Figura 2.5 - Representação Gráfica de Uma Interrupção, Mostrando seus Estados de Falha .....	31
Figura. 3.1 - Determinação do Plano de Custo Mínimo .....	42
Figura. 3.2 - Variação do Custo Unitário de Interrupção e a Duração .....	43
Figura. 3.3 - Custo Unitário de Interrupção e o Instante da Ocorrência.....	45
Figura. 3.4 - Custo Unitário de Interrupção - Ontario Hydro .....	48
Figura. 3.5 - Custo Unitário de Interrupção - Sistema Brasileiro.....	49
Figura. 3.6 - Representação Gráfica de Uma Interrupção .....	51
Figura. 3.7 - Funções de Custo Unitário de Interrupção UC - Sistema Hipotético .....	62
Figura. 4.1 - Custo Unitário de Interrupção - Ontario Hydro .....	82
Figura. 4.2 - LOLC ( US \$ x 10 <sup>6</sup> /ano) por Classe de Consumidor do IEEE-RTS.....	86
Figura. 4.3 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor do IEEE-RTS.....	86
Figura. 4.4 - Função Densidade de Probabilidade do Índice LOLC (caso base do IEEE-RTS).....	90
Figura. 4.5 - Comportamento do Índice LOLC sob Variação da Carga do IEEE-RTS.....	92
Figura. 4.6 - Participação por Classe de Consumidor no LOLC do IEEE-RTS (pico de carga 50 % acima do pico base) .....	93
Figura. 4.7 - Energia Cortada por Classe de Consumidor (50 % acima do pico base).....	94

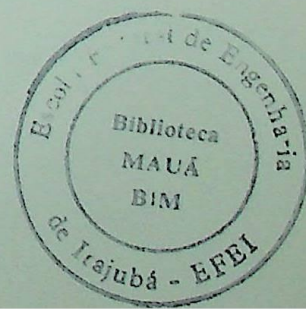
Figura. 4.8 - Comportamento do Índice LOLC Sob Variação da Taxa de Falha ( $\lambda$ ) do IEEE-RTS.....	95
Figura. 4.9 - Comportamento do Índice LOLC Sob Variação da Taxa de Reparo ( $\mu$ ) do IEEE-RTS .....	100
Figura. 4.10 - Curva de Carga Horária da Semana do Pico Anual - SSB.....	103
Figura. 4.11 - Custo Unitário de Interrupção Eletrobrás - Adotada SSB.....	104
Figura. 4.12 - Função de Densidade de Probabilidade do Índice LOLC - SSB .....	107
Figura 4.3 - Índice LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS	95
Tabela 4.4 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração (adotadas 50% do caso base IEEE-RTS)	97
Tabela 4.5 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico - IEEE-RTS (aumento de 400% nas taxas de falha)	98
Tabela 4.6 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEE-RTS (aumento de 400% nas taxas de falha)	98
Tabela 4.7 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS (aumento de 400% nas taxas de falha)	98
Tabela 4.8 - Taxas de Reparo das Unidades de Geração do IEEE-RTS (adotadas 50% do caso base)	101
Tabela 4.9 - Índices de Confiabilidade para o Sistema IEEE-RTS (adotadas 50% do caso base)	101
Tabela 4.10 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEE-RTS (adotadas 50% do caso base)	102
Tabela 4.11 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS (adotadas 50% do caso base)	102
Figura 4.12 - Configuração Resultante do Sistema SSB	104
Tabela 4.12 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico - SSB	105
Tabela 4.13 - Índice LOLC por Barra (os maiores valores) e para o Sistema SSB	105
Tabela 4.14 - Custo de Perda de Carga por Classe de Consumidor SSB	106
Tabela 4.15 - Sistema Brasileiro: LOLC* e R <sub>100</sub>	109
Tabela 4.17 - Exatidão do Sistema de Geração do IEEE-RTS	109

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração SH.....	61
Tabela 3.2 - Taxas de Falha e Reparo SH (aumento 1000% do caso base) .....	70
Tabela 4.1 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico do IEEEE-RTS .....	83
Tabela 4.2 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEEE-RTS .....	84
Tabela 4.3 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS.....	85
Tabela 4.4 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração (400% caso base IEEEE-RTS).....	97
Tabela 4.5 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Base IEEEE - RTS (aumento de 400% nas taxas de falha) .....	97
Tabela 4.6 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEEE-RTS (aumento de 400% nas taxas de falha) .....	98
Tabela 4.7 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS (aumento de 400% nas taxas de falha) .....	98
Tabela 4.8 - Taxas de Reparo das Unidade de Geração do IEEEE-RTS (diminuidas 80% do caso base) .....	101
Tabela 4.9 - Índices de Confiabilidade para o Sistema IEEEE-RTS (diminuidas 80% do caso base) .....	101
Tabela 4.10 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEEE-RTS (diminuidas 80% do caso base) .....	102
Tabela 4.11 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS (diminuidas 80% do caso base) .....	102
Tabela 4.12 - Composição Resultante do Sistema SSB .....	104
Tabela 4.13 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico -SSB .....	105
Tabela 4.14 - Índice LOLC por Barra (os maiores valores) e para o Sistema SSB .....	106
Tabela 4.15 - Custo de Perda de Carga por Classe de Consumidor SSB .....	106
Tabela 4.16 - Sistema Brasileiro: LOLC <sup>a</sup> x Risco.....	108
Tabela 4.17 - Expansão do Sistema de Geração do IEEEE - RTS.....	109

# LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- F & D - Freqüência e duração.
- LOLP - "Loss of Load Probability"
- LOLE - "Loss of Load Expectation"
- EENS - "Expected Energy Not Supplied"
- EPNS - "Expected Power Not Supplied"
- LOLF - "Loss of Load Frequency"
- LOLD - "Loss of Load Duration"
- LOLC - "Loss of Load Cost"
- COPT - "Capacidade Outage Probability Table"
- COPFT - "Capacidade Outage Probability and Frequency Table"
- RDC - "Rounded Discrete Convolution"
- IEEE-RTS - "IEEE Reliability Test System"
- IEEE-MTRS - "IEEE Modified Reliability Test System"
- SSB - Sistema Sudeste Brasileiro
- SH - Sistema Hipotético
- FFT - "Fast Fourier Transform"
- FOR - Taxa de Indisponibilidade Forçada (*Forced Outage Rate*)
- $\lambda$  - taxa de falha dos equipamentos modelados a 2 estados
- $\mu$  - taxa de reparo dos equipamentos modelados a 2 estados
- $x$  - Estado do Sistema (as componentes de  $x$  representam o estado de cada elemento do sistema)
- $X$  - Espaço de estados (o conjunto de todos os possíveis estados de  $x$ )
- $f$  - freqüência de ocorrência do estado  $x$
- $F(x)$  - Função Teste do estado do sistema  $x$
- $\beta$  - Coeficiente de Variação
- PS - "Power Shortage"
- ES - "Energy Shortage"
- UC - "Unit Cost"
- $K$  - Custo de Interrupção do Sistema (US \$)
- $D$  - Duração Total das Interrupções
- SF - estados de funcionamento do Sistema



$\overline{SF}$  - estados de não funcionamento do Sistema

$E(.)$  - Operador Valor Esperado

$V(.)$  - Operador Variância

$\sim$  - Estimativa da Variável

## INTRODUÇÃO

### 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta uma visão geral dos objetivos e alcances do trabalho, bem como a metodologia utilizada para a realização do estudo. O trabalho é dividido em capítulos, onde cada capítulo trata de um aspecto específico do estudo.

### 2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é analisar o desempenho de um sistema sob condições de carga variável. Para isso, foram realizados testes de carga em um sistema real, com o intuito de determinar os pontos de saturação e a capacidade máxima do sistema. Os resultados obtidos serão comparados com os dados teóricos, para verificar a validade das hipóteses adotadas.

A metodologia utilizada para a realização dos testes foi baseada em técnicas de engenharia de software, com o uso de ferramentas específicas para a geração de carga e a coleta de dados. Os resultados serão apresentados em gráficos e tabelas, com o intuito de facilitar a interpretação dos dados.

A análise dos resultados mostrou que o sistema apresenta um bom desempenho sob condições de carga variável, com capacidade suficiente para atender às demandas esperadas. No entanto, foram observados alguns pontos de melhoria, que serão discutidos no capítulo seguinte.

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

### 1. PREFÁCIO

Este Capítulo apresenta uma visão geral dos objetivos e alcances deste trabalho. Analisa sob diversos enfoques, como tem sido o uso do valor da confiabilidade ao longo do tempo e as técnicas e metodologias desenvolvidas para atingir tais propósitos. Além disto, faz-se uma descrição sintetizada da estrutura da dissertação e seu conteúdo por Capítulo.

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Muitas das atividades do mundo moderno e sua sociedade requerem um fornecimento contínuo de energia elétrica. Um sistema elétrico para poder cumprir satisfatoriamente a sua tarefa de suprir a demanda dos diferentes setores da sociedade precisa de um conjunto de componentes, como geradores, linhas de transmissão, subestações e proteções que dão segurança a todos eles. Nenhum destes componentes opera livre de falhas, isto é, estes não são completamente confiáveis em sua operação. Se um ou mais componentes do sistema de potência falham devido a uma perturbação inesperada, uma parte ou todos os usuários poderão sofrer interrupção de energia.

A principal preocupação de todo setor elétrico é minimizar os impactos causados aos consumidores quando da ocorrência de uma perturbação no sistema de potência. Portanto, todas as concessionárias do setor, para poder cumprir com este compromisso, devem fazer investimentos nos seus sistemas.

A palavra confiabilidade tem um significado muito geral. Pode-se definir como a probabilidade de um componente, sistema ou parte de um sistema desempenhar as

suas funções adequadamente, durante o período de tempo previsto e sob certas condições operativas.

A confiabilidade de sistemas de potência é um conceito abrangente e não, per se, uma medida do desempenho esperado do sistema. É avaliada através de índices relacionados aos seus dois atributos: adequação e segurança [1,2]. *Adequação* é a capacidade do sistema suprir de forma agregada os requisitos de potência e energia elétrica dos consumidores, dentro dos limites de carregamento e de tensão dos componentes, levando em consideração as saídas planejadas ou não de seus componentes. *Segurança* é a capacidade do sistema sobreviver a distúrbios bruscos tais como perdas inesperadas de seus componentes. Note que a "capacidade de sobreviver a distúrbios bruscos" é interpretada como a capacidade de se evitar a instabilidade do sistema causada por tais distúrbios.

Claramente, a avaliação da segurança envolve cálculos de estabilidade transitória, enquanto que a avaliação da adequação concentra-se nas condições de regime permanente após a ocorrência do incidente ou distúrbio, tais como a falha de um componente. Quando se usa o termo segurança, deve ser lembrado que este é definido diferentemente em outros estudos em sistemas de potência.

Quase todas as técnicas probabilísticas disponíveis e os estudos de confiabilidade fazem análises e avaliações da adequação de um sistema de potência. A capacidade para avaliar a segurança de um sistema é muito restrita e tem sido pouco explorada, devido à complexidade associada com os modelos dos componentes nesta área.

Deve-se salientar que as avaliações da segurança envolvem análises de estabilidade transitória, enquanto a avaliação da adequação está concentrada nas condições de estado estacionário, quer dizer, no estado depois de um distúrbio. Portanto, a maioria dos índices avaliados são indicadores da adequação.

Na escolha da melhor alternativa de expansão, o planejamento dos sistemas de potência tem o compromisso de garantir um fornecimento econômico de energia de boa qualidade e um grau aceitável de confiabilidade. Busca-se então um sistema com investimentos e vulnerabilidade baixas.

No momento da seleção das alternativas, os objetivos anteriores entram em conflito, pois uma alta confiabilidade no atendimento da demanda, representa maiores investimentos no sistema elétrico. Esta maior confiabilidade diminui as perdas no setor produtivo da economia e em geral nas diferentes atividades da sociedade, pois consegue-se reduzir os cortes de energia. Por outro lado, os ótimos resultados alcançados com a política anterior acarretam numa maior tarifa para os usuários.

Desta forma, é necessário encontrar o melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade nos sistemas elétricos. Uma possível alternativa é estabelecer critérios para os níveis de confiabilidade. Neste caso, o plano de expansão deve minimizar o custo dos investimentos mais o valor esperado do custo de operação, e garantir que os índices atendam aos critérios.

O plano ótimo de expansão deve então 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 estabelecido "a priori", mas é uma das conseqüências de um processo de equilíbrio econômico, que depende essencialmente dos custos de interrupção [4].

As técnicas usadas no passado para a determinação da confiabilidade eram baseadas em critérios puramente determinísticos e em quase todas as circunstâncias no intuito de, qualificar e não quantificar o comportamento dos sistemas. É pois conveniente desenvolver e utilizar métodos de análise, que reconheçam as características de incerteza associadas a certas condições e grandezas, e que possa satisfatoriamente quantificar em valores ou índices para eliminar possíveis ambigüidades.

O ponto fraco dos critérios determinísticos para avaliação da confiabilidade é que eles não refletem a natureza probabilística ou aleatória do comportamento dos sistemas, da demanda dos usuários e falha dos seus componentes. Para enfrentar todas estas dificuldades torna-se cada vez mais necessário a apresentação de fatos concretos e análises bem fundamentadas e coerentes. Por tudo isto é preciso, de forma gradual, mudar o pensamento, um tanto radical em muitas das concessionárias dos setores elétricos, e dar início de uma vez à aplicação de técnicas e metodologias probabilísticas para evitar que os resultados das alternativas do planejamento, levem, usualmente, a superdimensionamentos inadmissíveis e economicamente inaceitáveis.



A medição da confiabilidade ou qualidade de serviço é uma condição essencial quando se deseja examinar planos de expansão. Portanto, a confiabilidade deve ser calculada utilizando métodos consistentes e traduzida por índices numéricos. A procura por métodos e técnicas probabilísticas foi iniciada desde finais dos anos 30 [3-6], e pode-se questionar porque tais métodos não foram amplamente usados no passado. As principais razões são: falta de dados, recursos computacionais limitados, falta de técnicas realísticas, aversão ao uso de metodologias probabilísticas e falta de compreensão dos critérios probabilísticos e índices de risco.

Nos estudos de planejamento e operação, a determinação da quantidade requerida da capacidade de geração para garantir um fornecimento adequado é um fator muito importante a ser avaliado. Esta área é chamada confiabilidade de geração, e deve-se analisar sob dois aspectos: capacidade estática e capacidade operativa. A *capacidade estática* determina, a longo prazo, as necessidades do sistema em forma global (capacidade instalada). A *capacidade operativa* tem como objetivo avaliar os requerimentos a curto prazo, para atender um determinado nível de carga. Estas duas áreas consideram para sua análise que não há problemas de transporte de energia e definem um modelo de geração e um modelo de carga que são combinados para fornecer um modelo de risco do sistema.

As análises da capacidade estática de geração permitem determinar a quantidade de reserva estática que deverá aceitar a programação da manutenção das unidades de geração, falhas aleatórias delas e um crescimento da carga fora dos prognósticos.

Como foi dito anteriormente, o planejamento ótimo estabelece um balanço entre custos e confiabilidade, tomando em conta as incertezas nas futuras condições de operação [7]. Uma alternativa possível é colocar limitações no nível de confiabilidade. Neste caso, deve-se minimizar o custo de investimento mais o custo esperado de produção, mantendo um nível de risco menor que um limite préestabelecido. Exemplos típicos desta prática são encontrados na América do Norte, onde o objetivo do valor esperado ou a media de perda de carga, LOLE (i.e. Loss of Load Expectation) é freqüentemente tomado como 0.1 dias por ano [8]. Outros índices de confiabilidade tais como a Energia Esperada Não Suprida, EENS (i.e. Expected Energy Not Supplied) poderiam também ter

sido usados. Entranto, permanece um certo grau de arbitrariedade na definição destes valores.

Embora os índices obtidos por estas metodologias sejam muito úteis para comparar diferentes alternativas de expansão, eles não fornecem nenhuma informação quanto à frequência com que ocorrem os déficits (cortes de energia) nem quanto a sua duração esperada. Deve-se lembrar que qualquer interrupção de energia representa uma perda para a sociedade, conhecida como *função prejuízo do consumidor*, avaliada de forma individual em cada um dos pontos de carga. Devido à interdependência entre o processo de minimização e o conjunto de restrições, não é possível assegurar que o plano de expansão ótimo seja atingido. Além disto, todos os índices de confiabilidade mencionados anteriormente representam valores médios e, portanto, não garantem que as futuras perdas de carga sejam menores que um certo valor limite fixado previamente. Uma metodologia mais adequada para o planejamento da expansão de geração deveria levar em consideração os limites de confiança associados aos índices de confiabilidade de modo a se ter uma decisão mais segura.

Os custos de interrupção têm sido freqüentemente quantificados através de pesquisas realizadas em muitos países [9,10]. De acordo com estas pesquisas, o custo final para uma dada interrupção depende de várias características, em particular da quantidade de energia não atendida, do instante de ocorrência e da duração da interrupção. Portanto, na avaliação exata dos custos de perda de carga é necessário saber sobre a evolução cronológica dos estados do sistema. Infelizmente, na atualidade a maioria dos modelos para avaliação da confiabilidade da capacidade de geração não podem produzir cálculos exatos do total dos custos das interrupções no sistema. Isto é devido à representação adotada do espaço de estados das transições do sistema, o qual omite os aspectos cronológicos da operação do sistema. Em outras palavras, para a avaliação da confiabilidade o modelo de geração é obtido por métodos de *convolução* [11-18], e então combinado com o modelo de carga do sistema. Além disto, para avaliar os custos exatos, as cargas devem ser representadas a nível de barramento, mesmo que limitações na transmissão não estejam sendo consideradas.

O presente trabalho, em primeiro lugar, faz uma revisão das duas metodologias: *convolução* (método analítico) e simulação de Monte Carlo [19-28] para salientar a conveniência destas aproximações na avaliação da confiabilidade de geração. Uma técnica exata, baseada na simulação de Monte Carlo seqüencial, é proposta para

calcular o total do custo de perda de carga, LOLC (i.e. *Loss of Load Cost*) do sistema, podendo com isto demonstrar que todas as metodologias previamente publicadas [19,25,28] para avaliar os índices LOLC são aproximações. Em segundo lugar, a fim de tornar o processo de planejamento mais realista e, por conseguinte, mais claro e convincente para os gerentes das empresas do setor elétrico, se demonstrará como o índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não atingi-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, podem ser usados no planejamento da expansão de sistemas de geração.

Normalmente o índice LOLC e o risco de não obtê-lo são estabelecidos *a priori* como objetivos nas diferentes alternativas de expansão estudadas. Esta metodologia é de grande interesse e eficiência computacional e a modelagem tanto da geração quanto da carga (modelagem cronológica) é feita de forma precisa, tal como ocorre na realidade. Para validar esta nova ferramenta, foram obtidos resultados com o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE (IEEE-RTS) [29] e o Sistema Sudeste brasileiro (predominante hidroelétrico), os quais são apresentados e discutidos.

## 1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Segundo a literatura técnica sobre a avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração por métodos probabilísticos, esta pesquisa foi iniciada em finais de 1933 [3-6]. Os principais trabalhos publicados no passado estão bem documentados em quatro amplas bibliografias, publicadas em 1966 [30], 1972 [31], 1978 [32] e 1984 [33]. Todos estes trabalhos podem ser classificados em três categorias diferentes.

O primeiro grupo está constituído pelos artigos publicados em 1947 por CALABRESE [34], LYMAN [35], SELVE [36] e LOANE e WATCHORN [37]. As pesquisas feitas nestes trabalhos estruturaram e propuseram os conceitos básicos, sobre os quais, todas as técnicas e metodologias desenvolvidas e utilizadas na atualidade estão fundamentadas. Estes métodos, com algumas modificações são conhecidos como método da probabilidade de perda de carga e método da frequência e duração.

O segundo grupo de trabalhos datados em 1958, modificaram e estenderam as metodologias precedentes. Além disto, introduziram um novo processo baseado nas *técnicas de simulação* [38,39].

No mesmo ano de 1958, um método de frequência e duração para a avaliação da confiabilidade de geração foi introduzido pela primeira vez, por HALPERIN E ADLER [40]. A técnica proposta neste trabalho foi um tanto incômoda e os índices realmente não foram utilizados.

O terceiro grupo está formado por um conjunto de artigos publicados entre 1968-1971 por RINGLEE, WOOD et al. [41-44] apresentando uma técnica recursiva para a construção do modelo de geração para se combinar com o modelo de carga, facilitando sua implementação computacional [13]

Nas referências [13,41-44] foi proposto um modelo de carga, partindo do pressuposto que para o planejamento da expansão da geração, a carga poderia ser representada pelos seus picos diários. Esta idéia foi muito importante, porque a carga poderia ser modelada cronologicamente. Nesta modelagem, o ciclo diário de carga é representado por um intervalo de carga alta e um outro intervalo de carga baixa. Os níveis de carga alta podem ser diferentes para cada dia num período de estudo. Enquanto o nível mínimo de carga é sempre o mesmo para todos os dias. A duração média do nível de carga alta é descrita por um fator de exposição. Este modelo de carga é combinado com um modelo de geração a estados acumulados de capacidade para fornecer o modelo de risco do sistema.

Nas publicações [41] e [42] as unidades de geração são modeladas a dois estados sendo apresentada uma expressão recursiva e eficiente para acumular estados individuais de capacidade de geração e para obtenção dos estados acumulados de reserva de capacidade. Na referência [44] foi evidenciada a necessidade de se introduzir um termo de correção de frequência para a expressão de acúmulo dos estados de capacidade, quando uma unidade geradora é modelada a três estados. Na referência [13] foi desenvolvido um método para a construção de estados acumulados de capacidade, através do acréscimo das unidades geradoras uma a uma, quando estas são modeladas a múltiplos estados.

No ano de 1976 foi proposto um outro modelo de carga a estados acumulados por AYOUB e PATTON [12] aplicado para valores horários de carga. Os geradores foram modelados a dois estados resultando num modelo de geração a estados individuais de

capacidade. Foi apresentada uma forma prática e eficiente para a sua obtenção, à medida que se vai acrescentando uma nova unidade. Esta metodologia não permite obter o valor esperado da potência não suprida, pois a carga é modelada por estados acumulados.

No ano de 1977 ALLAN e TAKIEDDINE [45], publicaram uma nova técnica que possibilitou a aplicação de técnicas de frequência e duração a sistemas reais com grande número de unidades. Porém as unidades geradoras foram modeladas apenas por 2 estados e o modelo de carga foi a estados individuais com picos diários.,O principal objetivo deste método era considerar a manutenção programada das unidades de geração.

Na referencia [15] foi proposto um método para calcular os índices de confiabilidade, em especial os índices de frequência e duração, através do método da carga equivalente ("equivalent load method") no qual cada modelo de unidade de geração é visto como um modelo de carga, com capacidades dos estados representados por valores negativos de carga, e seqüencialmente combinado com o modelo de carga. A probabilidade e a frequência de cada nível de carga são obtidas depois de cada combinação.

Na referência [14] as unidades de geração são representadas por modelos multi-estado e a carga é representada por dados horarios ou dados de carga definidos sobre um intervalo apropriado de tempo. Portanto os modelos de geração e carga são tratados como modelos multi-estado de frequência desbalanceada. É demonstrado que as probabilidades e frequências dos estados de reserva podem ser avaliadas em forma recursiva por *convolução discreta*.

O sistema teste básico para comparar as diversas metodologias é o IEEE-RTS (IEEE Reliability Test System), publicado em 1979 pelo "Subcommittee on the Application of Probability Methods" [29]. Em 1986 ALLAN, BILLINTON e ABDEL-GAWAD propuseram modificações a este sistema para os estudos da confiabilidade de geração [46].

Com os métodos de simulação [38,39,62-65] o horizonte na avaliação da confiabilidade dos sistemas de potência foi estendido, mas os computadores existentes operavam com muitas restrições de memória e os tempos de processamento eram muito grandes, tornando as técnicas de simulação restritas para ser usadas.

O processo de simulação numérica aplicado a problemas envolvendo variáveis aleatórias com distribuições de probabilidade conhecidas é chamado simulação de Monte Carlo. Os conceitos básicos deste processo foram publicados na década do 60 [47] e em termos gerais eles estão baseados na imitação da operação de um sistema num período de estudo. Isto envolve a geração de uma história artificial do modelo do sistema e, do seguimento dessa historia, se obtém deduções sobre as características do sistema real. É de fácil aplicação e pode-se usar para solucionar não somente problemas simples mas também problemas onde as soluções analíticas podem não existir [48].

Esta metodologia de simulação é simplesmente um processo repetitivo da geração de soluções determinísticas para um problema específico, onde cada solução corresponde a um conjunto de valores determinísticos de uma variável aleatória escolhida. Com esta técnica consegue-se avaliar quantitativamente a confiabilidade de um sistema [21,49] e fornece uma referência para comparação da modelagem de várias hipóteses associadas com técnicas analíticas. Na maioria das técnicas analíticas uns dos defeitos é que elas não fornecem as distribuições associadas com os índices de confiabilidade. Estas distribuições podem facilmente ser geradas usando processos de simulação.

O processo de simulação de Monte Carlo precisa da seleção aleatória de números de distribuições específicas. A chave para esta seleção é a geração de números aleatórios uniformemente distribuídos. Um dos métodos mais conhecidos para a geração de números aleatórios foi o uso de uma roleta eletrônica, construída somente para este propósito [38]. Na atualidade este trabalho é realizado por métodos instalados nos computadores digitais. Estes algoritmos utilizam regras determinísticas e portanto as seqüências obtidas, se o processo é iniciado com a mesma semente, são idênticas. Os números gerados são chamados pseudoaleatórios. Uma vez gerados os números aleatórios uniformemente distribuídos, os correspondentes números aleatórios de uma outra distribuição dada podem ser obtidos por uma transformação apropriada [50].

Dois importantes objetivos são propostos neste trabalho: o primeiro é o desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo do *custo total de interrupção, ou valor da confiabilidade*, em sistemas de geração, utilizando simulação de Monte Carlo seqüencial para poder representar todos os aspectos cronológicos e gerar a função de distribuição do índice LOLC. O segundo é a determinação da expansão da capacidade de geração na presença de incertezas sob um nove enfoque. A partir da especificação de um



critério para o LOLC, é possível determinar a probabilidade deste ser violado (risco). Portanto, com o valor do LOLC e do risco associado, a expansão da capacidade de geração será obtida, em vez de utilizar os valores médios dos índices.

Esta metodologia calcula de forma exata a energia e os custos das diversas interrupções sofridas por um sistema de potência, demonstrando-se também, que todas as técnicas anteriormente propostas para avaliar os índices LOLC são, de fato, aproximações. O método proposto será aplicado para o sistema IEEE-RTS e para uma configuração do sistema Sudeste brasileiro.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Uma vez definido o problema da avaliação da confiabilidade da capacidade de geração, pelo método da simulação de Monte Carlo, feito um resumo do desenvolvimento histórico e definidos os principais objetivos deste trabalho, faremos uma descrição do que tratará cada Capítulo.

No Capítulo II, serão descritos os principais métodos de análise existentes (analítico e seqüencial) para a avaliação da confiabilidade de geração e, discutidas as hipóteses em que elas se fundamentam, a suas vantagens e seus pontos deficientes.

No Capítulo III será proposto um método geral, recursivo e eficiente para obtenção dos custos de perda de carga associados à duração e ao montante de energia não suprida, permitindo com isto o cálculo do índice LOLC. Sua aplicação no planejamento da expansão dos sistemas de geração será feita através de uma análise quantitativa das aproximações existentes até agora e mostradas suas diferenças com a metodologia proposta.

No Capítulo IV serão apresentados os resultados e discussões da aplicação da metodologia proposta em sistemas testes (sistema IEEE-RTS e sistema Sudeste Brasileiro). Também será mostrado um exemplo de aplicação no planejamento da expansão para estes mesmos sistemas.

Finalmente no Capítulo V serão apresentadas as principais conclusões obtidas no desenvolvimento desta dissertação, bem como, as propostas para possíveis trabalhos futuros.

# CAPÍTULO II

## AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO

### 2. INTRODUÇÃO

O setor elétrico já há vários anos vem se beneficiando de inúmeras metodologias que permitem elaborar e analisar alternativas de expansão, garantindo dentro de certos limites o suprimento de energia elétrica em condições econômicas aceitáveis.

Nos métodos não probabilísticos (determinísticos) a determinação da capacidade a instalar é feita através de uma comparação entre o valor previsto para a carga no período considerado, o número de geradores e sua capacidade, e tendo em conta a pior falha que se prevê possa acontecer nesse mesmo período.

Em contraste, a aplicação dos métodos probabilísticos permite resolver o problema da determinação da reserva estática de um sistema indiretamente através do cálculo de índices de risco desse mesmo sistema. O cálculo destes índices é feito de um modo mais realista pois pode-se avaliar em conjunto uma série de fatores e características que estão presentes na operação dos sistemas. Deve-se notar que a aplicação destes métodos probabilísticos não elimina a necessidade de estabelecer uma comparação entre a capacidade do sistema e a solicitação que lhe é feita. Contudo, ao contrário do que acontece com os métodos empíricos, esta comparação é feita em termos probabilísticos, usando-se curvas de densidade de probabilidade para representar as grandezas a serem comparadas.

Este Capítulo faz uma descrição dos conceitos básicos utilizados no desenvolvimento das metodologias de avaliação da confiabilidade. Serão apresentadas também suas

diferenças, particularmente quando se precisa conhecer os custos associados com os cortes de energia. Estes custos avaliam as perdas ou prejuízos sofridos pelos consumidores quando são submetidos a interrupções de energia, e permite ter um parâmetro ou índice que quantifique a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia.

## 2.1 CONCEITOS BÁSICOS

Nos métodos de confiabilidade de geração, toda a carga e toda a geração estão concentradas num único barramento e as restrições da rede de transmissão são ignoradas. Todos eles fazem uma simples comparação entre a distribuição de probabilidades da potência total disponível e a distribuição de probabilidades da demanda total do sistema.

Os índices de confiabilidade são geralmente calculados utilizando duas técnicas: *espaço de estados* e *cronológica*.

### 2.1.1 Representação Por Espaço de Estados

O *modelo* de um sistema de potência é composto de  $m$  elementos tais como geradores, linhas, transformadores e cargas. Na operação deste sistema, cada elemento pode ser encontrado em algum estado de um conjunto de possíveis estados do sistema.

Outros elementos, tais como os níveis de carga, podem geralmente ser representados por um modelo *Markoviano* [11,50,58] a multi-estados, definido por um conjunto de níveis discretos de patamares de carga.

Um estado de um sistema de potência é representado por um vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m)$ , onde,  $x_j$  é o estado do  $j$ -ésimo componente do sistema. O conjunto de todos os possíveis estados  $x$ , resulta da combinação de todos os estados dos componentes, sendo chamado de espaço de estados  $X$ .

Cada estado do  $j$ -ésimo componente tem associada uma probabilidade de ocorrência,  $P(x_j)$ . As transições entre os estados componentes são geralmente representadas por modelos *Markovianos*. Dado o estado de cada componente, é possível determinar a probabilidade do vetor de estado  $x$ ,  $P(x)$ , e as suas respectivas taxas de transição entre

estados. Por exemplo, se os estados componentes são estatisticamente independentes,  $P(x)$  é calculada pelo produto do valor das probabilidades associadas com o estado de cada componente. Em todos os casos, o estado  $x$  do sistema, pode ser visto como um vetor aleatório com uma distribuição de probabilidade  $P(x)$ .

A adequação de cada estado  $x$  é avaliada através de funções teste [60,61], representadas por  $F(x)$ . Estas funções fornecem uma medida do desempenho do sistema em cada um de seus estados.  $F(x)$  é função de um vetor aleatório  $x$ , sendo portanto uma variável aleatória.

As análises probabilísticas de um sistema de potência têm como objetivo calcular o valor esperado de uma determinada função teste  $F(x)$  [60,61,66,67], para ter estimativas e critérios bem fundamentados para avaliar qualitativa e quantitativamente sua operação:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.1)$$

Naturalmente, há muitos outros resultados de interesse, tais como a variância da função teste  $F(x)$  ou a determinação da sua função de distribuição de probabilidades.

Na avaliação da adequação de um sistema de geração é importante definir qual é a capacidade instalada que deve ser planejada e construída para poder cobrir todas as suas necessidades. Existem dois parâmetros básicos dentro deste contexto: A reserva estática e a reserva operativa. A reserva estática deve ser suficiente para cobrir possíveis indisponibilidades programadas e imprevistas das unidades, e/ou crescimentos da carga além do previsto. A reserva operativa é muito importante no curto prazo e, sua função é resistir aos colapsos transitórios na operação do sistema, permitindo minimizar as interrupções e seus efeitos. Nesta reserva devem predominar unidades de partida rápida. O trabalho desenvolvido abrange só a reserva estática.

A literatura técnica especializada tem muitas publicações sobre a avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de geração [51]. Estes métodos estão baseados no conceito de perda de carga (*Loss of Load*), critério geral de avaliação do desempenho de um sistema de potência. Todas estas metodologias classificam os estados do sistema (enumeração) em estados de falha (não atendimento da demanda)

e estados de sucesso (operação normal), sendo analisados somente os estados de déficit, os quais comprometem a confiabilidade do atendimento.

A aproximação básica para avaliar a adequação de uma configuração particular de geração, é fundamentalmente a mesma para qualquer método. A estimação dos índices de confiabilidade da capacidade de geração, envolve três passos fundamentais [11]:

1. Construir um modelo de capacidade de geração disponível  $G$  (variável aleatória) em função das características das unidades de geração.
2. obter um modelo apropriado de carga  $L$  (variável aleatória) num período de estudo.
3. Combinar o modelo de capacidade  $G$  com o modelo de carga  $L$  para obter o modelo probabilístico da reserva da capacidade do sistema.

A função de desempenho do sistema é definida como:

$$g(G,L) = G - L \quad (2.2)$$

E o evento de falha representando a condição de perda de carga é:

$$g(G,L) < 0 \quad (2.3)$$

Portanto, a probabilidade de falha do sistema é simplesmente:

$$P_F = F_g(0) = P[(G - L) < 0] \quad (2.4)$$

Esta última equação permite avaliar o risco de não atendimento da carga.

Além do valor esperado de perda de carga LOLE (*Loss of Load Expectation*) e o valor esperado de energia não suprida EENS (*Expected Energy Not Supplied*) os índices mais comuns de confiabilidade da geração, que podem ser calculados do modelo do risco (modelo probabilístico do sistema) são [11,15]: Probabilidade de perda de carga LOLP (*Loss of Load Probability*), valor esperado de potência não suprida EPNS (*Expected Power Not Supplied*), frequência de perda de carga LOLF (*Loss of Load Frequency*) e a duração da perda de carga, LOLD (*Loss of Load Duration*). Estes índices, em algumas das vezes, podem aparecer sob diferentes nomes ou abreviaturas. Técnicas mais

recentes permitem estimar os custos associados com os cortes de energia, com o propósito de que as decisões na escolha de uma alternativa de expansão, possam ser feitas com base em critérios mais realistas [19].

Os programas de confiabilidade atualmente disponíveis para a análise de sistemas de grande porte diferem basicamente no método de seleção dos estados do sistema. Existem duas metodologias para a seleção dos estados: *Enumeração de estados* e *Simulação não seqüencial de Monte Carlo* (amostragem não-seqüencial), elas são muito utilizadas nos estudos de confiabilidade composta.

A seguir serão apresentadas as duas metodologias existentes até agora para a avaliação da confiabilidade de um sistema de potência, as quais diferem especificamente nos modelos utilizados para representar os componentes de um sistema. O uso de uma ou outra, depende dos objetivos dos estudos propostos.

## 2.2 MÉTODOS DE CONVOLUÇÃO

Os métodos de convolução (metodologias analíticas) foram as primeiras técnicas desenvolvidas [41-45] e hoje em dia as mais usadas para avaliar os índices de confiabilidade de um sistema de geração [8]. O processo utiliza a representação por espaço de estados das transições do sistema em estudo. Com esta representação o modelo *Markoviano* dos componentes do sistema é adotado intrinsecamente. A representação Markoviana considera que o tempo de residência em cada estado do sistema, e também a nível de cada componente, é representado por uma distribuição exponencial. Este modelo tem sido freqüentemente adotado nos estudos de confiabilidade em sistemas de potência, devido às características de falha dos equipamentos, que dentro de certos limites possuem taxas de transição constantes.

Levando-se em conta os conceitos anteriores, nas metodologias analíticas, o comportamento de um componente ou sistema é descrito por um modelo matemático e, os índices de confiabilidade desejados são obtidos pela solução deste modelo, em forma explícita ou numérica. Estes algoritmos para análise da confiabilidade de geração, estão baseados na combinação do modelo de geração e o modelo da carga obtendo-se o modelo probabilístico do sistema.



Como já foi exposto anteriormente, os índices mais freqüentemente usados na avaliação da confiabilidade de um sistema de geração são a probabilidade de perda de carga (LOLP), o valor esperado de perda de carga (LOLE), e a freqüência e duração média (F&D) de perda de carga. Os métodos analíticos para o cálculo destes índices são: os métodos de perda de carga e o método de freqüência e duração. Todos estas metodologias estão baseadas na técnica de convolução (combinação) dos modelos de geração e da carga.

### 2.2.1 Métodos de Perda de Carga

Todos os métodos de convolução são baseados no critério de perda de carga, o qual é especificado como uma probabilidade, conhecida como a probabilidade de perda de carga definida pela seguinte expressão:

$$\text{LOLP} = P[\text{Load} > \text{Capacidade Disponível de Geração}] \quad (2.5)$$

ou

$$\text{LOLP} = \int_x P[X]P[L > (I - S - X)]dX \quad (2.6)$$

onde, X variável aleatória que representa a capacidade indisponível de geração devido a saídas forçadas, L variável aleatória que representa a carga total do sistema, I constante que representa a capacidade instalada, e S é uma constante que representa a capacidade indisponível por manutenção (saídas programadas). A seguir serão descritos os principais métodos usados para calcular os índices de perda de carga:

#### 2.2.1.1 Probabilidade de Perda de Carga

Este índice representa a probabilidade da ocorrência de perda de carga num sistema durante um período de estudo. Algumas aproximações para o cálculo do índice LOLP têm sido desenvolvidas, entre elas podemos salientar:

- a. *Uso da tabela das probabilidades da capacidade indisponível e a curva de duração da carga* [2]. Neste caso P[X] na expressão (2.6) é discretizada e então a LOLP é calculada como:

$$LOLP = \sum_j P[X_j] P[L > (I - S - X_j)] \quad (2.7)$$

O cálculo da LOLP é feito em dois passos: o primeiro passo envolve a determinação da tabela das probabilidades da capacidade indisponível COPT (Capacity outage probability table), que representa o modelo de capacidade no qual todas as unidades são combinadas para produzir uma unidade equivalente G. O segundo passo realiza a combinação (convolução) desta tabela com a curva da duração de carga.

- b. *Método dos Cumulantes*, neste método a tabela das probabilidades da capacidade indisponível é construída por séries de expansão da distribuição normal de probabilidade. Nesta aproximação se assume que as capacidades disponíveis dos geradores são variáveis aleatórias independentes. A capacidade de geração do sistema é uma variável aleatória que pode-se aproximar a uma distribuição normal se o sistema é de grande porte, utilizando o *teorema do limite central*. Quando se aproxima por séries de expansão, pode ser determinada pelas somas dos correspondentes cumulantes das unidades de geração. Os cumulantes são um conjunto de parâmetros descritivos de uma distribuição, que podem ser expressos em termos de momentos [52-55]. A probabilidade de perda de carga para uma carga L é dada por:

$$P[(I - S - X) < L] = \int_{-\infty}^L f(X) dX \quad (2.8)$$

onde,  $f(X)$  e a função de densidade de probabilidade da capacidade disponível X do sistema.

Este método é eficiente computacionalmente porque o índice LOLP é calculado diretamente em cada nível de carga. A maior desvantagem desta técnica é que o erro da aproximação depende do sistema, por esta razão para algumas aplicações não é satisfatório.

#### 2.2.1.2 Valor Esperado de Perda de Carga

O índice de confiabilidade mais freqüentemente usado no método da probabilidade de perda de carga é o valor esperado (valor médio) do risco de perda de carga expresso

em dias ou horas. Este parâmetro é normalmente conhecido como LOLE. O modelo de carga usado no seu cálculo representam os picos diários de carga. Se estes são arranjados decrescentemente para formar um modelo acumulado de carga, obtemos a curva de variação dos picos diários de carga. Se são usados os valores horários, obtemos a curva de duração de carga. Esta aproximação usa a tabela das probabilidades da capacidade de geração indisponível combinada com o modelo de carga, onde o índice LOLE é calculado como:

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad \text{dias/período} \quad (2.9)$$

onde,

$C_i$  = Capacidade disponível no dia  $i$

$L_i$  = Previsão do pico da carga no dia  $i$ .

$P_i(C_i - L_i)$  = Probabilidade de perda de carga no dia  $i$ .

Neste cálculo, normalmente são utilizados os picos diários de carga combinados com a tabela de probabilidades de indisponibilidade.

Se as curvas de variação dos picos diários de carga ou de duração de carga (vide a Figura 2.1) forem usados, o índice LOLE é calculado como:

$$LOLE = E(t) = \sum_{i=1}^n p_i t_i \quad \text{unidades de tempo} \quad (2.10)$$

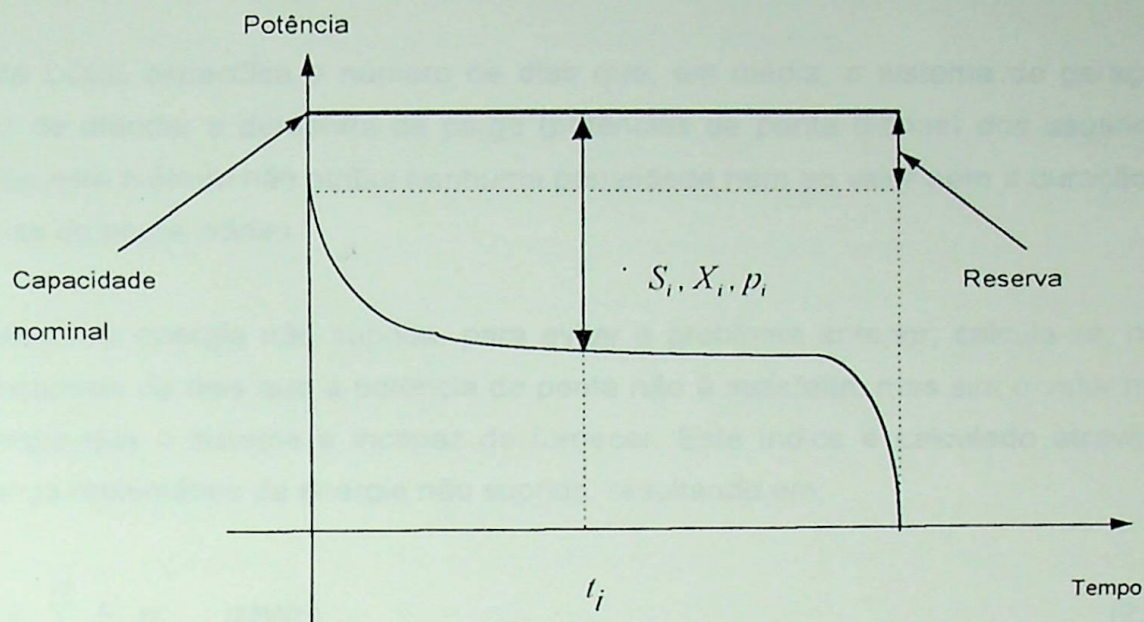


Figura 2.1 - Curva de Duração de Carga

onde,

$p_i$  = Probabilidade de ocorrência do estado  $i$  da geração

$t_i$  = Número de unidades de tempo para as quais a indisponibilidade de geração correspondente ao estado  $i$  provoca perda de carga.

$S_i$  = Estado de ordem  $i$ .

$X_i$  = Capacidade indisponível, correspondente ao estado  $i$

Embora esta aproximação conduza a resultados razoáveis, não se pode garantir que estes critérios estabelecidos *a priori* correspondam ao impacto econômico ocasionado pelas interrupções de energia. Desta forma, o plano de expansão resultante pode não corresponder ao melhor balanço entre custos e confiabilidade.

Se o modelo da carga é a curva acumulada dos picos diários, não se terão em conta as variações da carga no dia. Portanto, o valor do índice LOLE será uma aproximação do valor real.

### 2.2.1.3 Valor Esperado de Energia Não Suprida

O índice LOLE especifica o número de dias que, em média, o sistema de geração é incapaz de atender a demanda de carga (potências de ponta diárias) dos usuários. É claro que este método não atribui nenhuma penalidade nem ao valor nem à duração das potências de ponta diárias.

No método da energia não suprida, para evitar o problema anterior, calcula-se, não o valor esperado de dias que a potência de ponta não é satisfeita, mas sim o valor médio da energia que o sistema é incapaz de fornecer. Este índice é calculado através da esperança matemática da energia não suprida, resultando em:

$$EENS = \sum_{i=1}^n E_i p_i \quad (\text{MWh}) \quad (2.11)$$

onde,

$E_i$  = Energia não suprida no estado  $i$  da geração.

$p_i$  = Probabilidade de ocorrência do estado  $i$  da geração.

O modelo de geração usado nesta aproximação é a tabela das probabilidades da capacidade indisponível e a carga é representada pela curva de duração da carga.

### 2.2.2 Método de Frequência e Duração

No cálculo da confiabilidade pelos métodos probabilísticos, é muito importante quantificar o comportamento futuro de um sistema por índices numéricos que, além de possibilitarem o cálculo da probabilidade de desempenho aceitável, forneçam informações mais concretas e significativas e que permitam uma melhor fundamentação das decisões a serem tomadas. Dois de tais índices são aqueles que calculam a frequência de ocorrência e a duração das falhas.

Se a curva acumulada dos picos diários é usada pelos métodos de perda de carga, as estimativas dos índices de confiabilidade são simples aproximações. As variações da



carga durante o dia, não são reconhecidas por este modelo e, além disto, não permite o cálculo da freqüência nem a duração das interrupções de energia.

As falhas de um sistema podem ocorrer por duas razões: a primeira é por aumento da capacidade indisponível de geração. A segunda é que com a mesma condição de indisponibilidade se produz aumento de carga. Neste último caso, a freqüência não pode ser determinada de uma curva acumulada de carga. Pior ainda, a contribuição ao valor total da freqüência de falha, das falhas causadas pelo aumento da carga durante as condições de baixa capacidade não se podem desprezar; de fato, esta é uma componente dominante porque, devido a longo tempo de reparo das unidades, os períodos de baixa capacidade são geralmente maiores que os períodos de carga alta e, desta maneira, a maioria das falhas ocorrem quando aumenta a carga durante os períodos de baixa capacidade. Portanto, este comportamento em nenhum momento pode-se representar com as curvas acumuladas de carga [50].

No método de freqüência e duração para resolver estas dificuldades, usa modelos cronológicos de carga, os quais são representados por uma seqüência de níveis discretos de carga definidos sobre um período de análise, geralmente são descritos como modelos Markovianos multiestado.

O método de Freqüência e Duração (F&D) permite obter, além dos índices LOLP, LOLE, EENS e EPNS, os índices LOLF e LOLD [14-18].

A metodologia de F&D toma como ponto de partida, a existência de experiências (observação dos estados de um sistema ao longo do tempo) que admitem ser modeladas por processos contínuos de Markov (espaço discreto, tempo contínuo e taxas constantes de transição entre estados). Normalmente nesta aproximação, a geração e a carga são representadas por seus respectivos modelos *Markovianos*, os quais são combinados e, utilizando a enumeração de estados, obtém-se os estados de sucesso e falha.

Nesta técnica, a freqüência de ocorrência e a duração de um estado são calculadas utilizando o espaço de estados representativo de um processo contínuo de Markov.

Considerando todas as taxas de transição que entram ao estado  $i$ , tal como se mostra na Figura 2.2 seguinte:

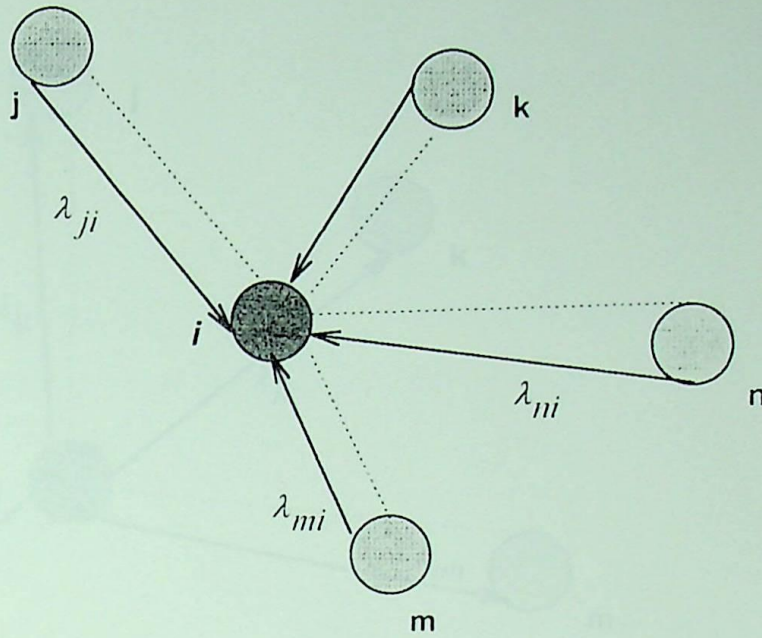


Figura 2.2 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando a Entrada do Sistema ao Estado  $i$

Pode-se determinar o número de vezes, por unidade de tempo, em que o sistema entra no estado  $i$ :

$$f_{\text{entrada}} = \sum_{j \neq i} p_j \lambda_{ji} \quad (2.12)$$

onde,

$p_j$  = Probabilidade estacionária do estado  $j$ .

$\lambda_{ji}$  = Taxa de transição do estado  $j$  para o estado  $i$ .

Considerando todas as taxas de transição que saem do estado  $i$ , tal como se mostra na Figura 2.3 seguinte

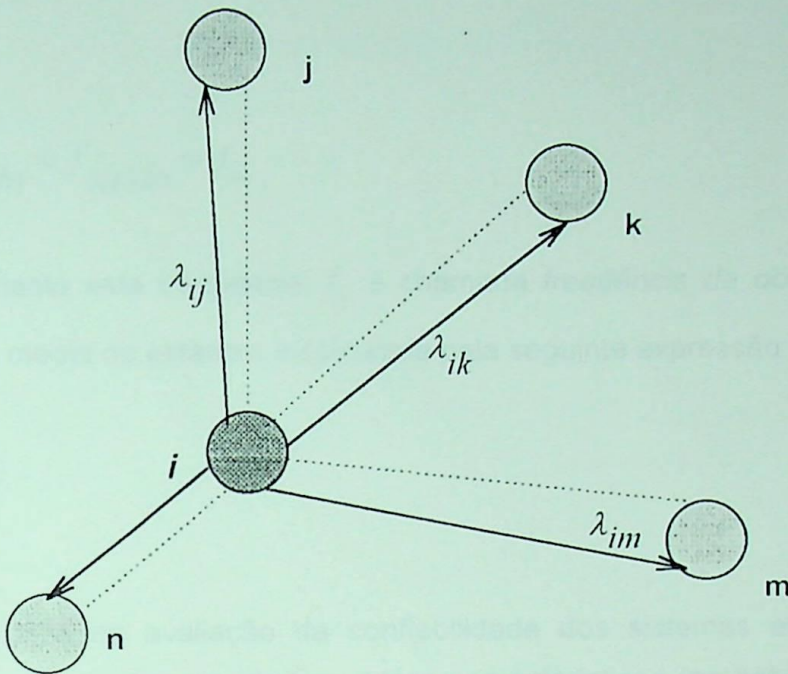


Figura 2.3 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando a Saída do Sistema do Estado  $i$

torna-se possível calcular o número de vezes, por unidade de tempo, em que o sistema sai do estado  $i$ :

$$f_{saída} = p_i \sum_{j \neq i} \lambda_{ij} \quad (2.13)$$

onde,

$p_i$  = Probabilidade estacionária do estado  $i$ .

$\lambda_{ij}$  = Taxa de transição do estado  $i$  para o estado  $j$ .

Para cada estado de qualquer um componente se tem:

$$\sum_{j \neq i} p_j \lambda_{ji} = p_i \sum_{k \neq i} \lambda_{ik} \quad (2.14)$$

ou seja

$$f_{\text{entrada}} = f_{\text{saída}} = f_i \quad (2.15)$$

Normalmente esta freqüência  $f_i$  é chamada *freqüência de ocorrência* do estado  $i$ . A duração media do estado  $i$ , é calculada pela seguinte expressão:

$$D_i = \frac{p_i}{f_i} \quad (2.16)$$

Nos estudos de avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos é importante a combinação de algumas das grandezas características (probabilidade, freqüência, etc.) de dois ou mais estados de modo a ser possível obter um estado equivalente. Normalmente nestes análises, quando se tem identificado os estados de margem negativa, como está representado na Figura 2.4, os seguintes índices de confiabilidade da capacidade de geração são avaliados : LOLP, LOLF, LOLD. Suas expressões de cálculo são

$$P(\overline{SF}) = \sum_{i \in \overline{SF}} p_i \quad (2.17)$$

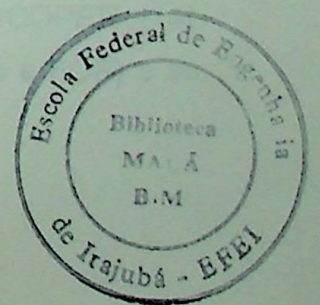
$$f_{\overline{SF}} = \sum_{i \in \overline{SF}} p_i \sum_{j \in \overline{SF}} \lambda_{ij} = \sum_{j \in \overline{SF}} p_j \sum_{i \in \overline{SF}} \lambda_{ji} \quad (2.18)$$

$$D_{\overline{SF}} = \frac{P(\overline{SF})}{f_{\overline{SF}}} \quad (2.19)$$

onde,

$P(\overline{SF})$  = probabilidade de perda de carga (LOLP).

$f_{\overline{SF}}$  = freqüência de perda de carga (LOLF).



$D_{\overline{SF}}$  = duração de perda de carga (LOLD).

$SF$  = estados de funcionamento do sistema

$\overline{SF}$  = estados de falha do sistema

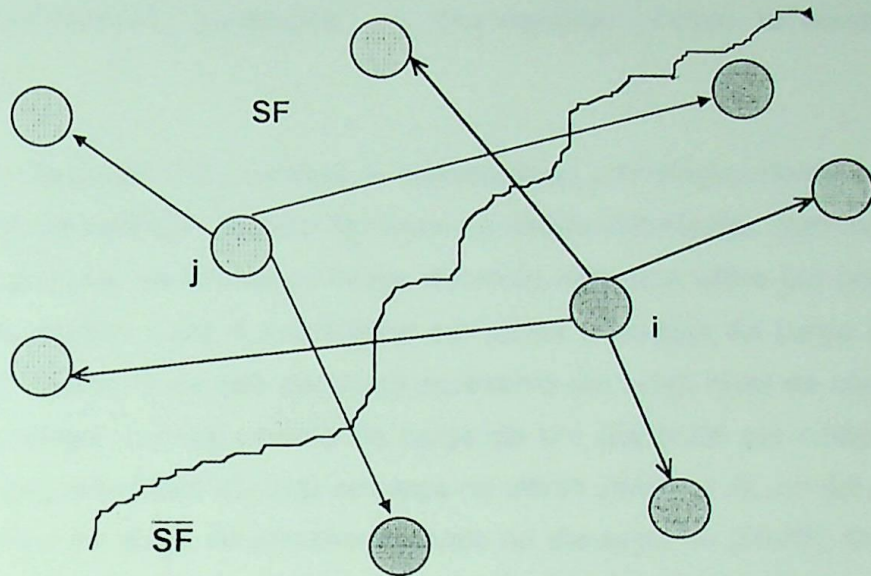


Figura 2.4 - Diagrama de Espaço de Estados, Representando os Estados de Sucesso e Falha

O valor esperado da energia não suprida, EENS, pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$EENS = \sum_{k \in \overline{SF}} f_k D_k M_k \quad (2.20)$$

onde,  $D_k$  é a duração média do estado  $k$  em horas,  $M_k$  é a potência cortada em MW e  $f_k$  é a frequência de falha em ocorrências por hora.

Os modelos da capacidade, carga e risco são obtidos pelas técnicas de convolução da seguinte forma: Como já foi exposto, para obter o modelo de capacidade, todos os geradores devem ser combinados para produzir uma unidade equivalente G. Os parâmetros da unidade equivalente podem ser descritos por uma tabela de probabilidades e frequências da capacidade de geração indisponível (COPFT) [14]. Quando os geradores de um dado sistema são todos iguais (capacidade e FOR) e se

supõe a não existência de estados de avaria parciais, tais tabelas podem ser facilmente desenvolvidas utilizando a distribuição binomial. Num sistema real é muito improvável que o sistema gerador seja constituído por unidades iguais, portanto, a construção desta tabela é feita por um processo recursivo. A técnica básica deste método consiste em desenvolver a tabela de uma maneira seqüencial, acrescentando os geradores um a um a uma tabela já parcialmente construída, ou simplesmente usando as equações de convolução.

O comportamento da carga  $L$  do sistema é representado cronologicamente como um *modelo Markoviano multiestado* (modelo da carga a estados individuais). Normalmente a carga é expressa por uma seqüência de níveis discretos definidos sobre um período de análise [56]. Neste modelo o dia é subdividido em vários intervalos de carga os quais podem ou não ser iguais. O modelo da carga apresenta um novo nível no começo de cada intervalo de carga. O nível mínimo de carga de um dia pode ser diferente dos anteriores ou dos seguintes dias. O nível de carga no último intervalo de um dia pode ou não ser igual ao nível de carga do primeiro intervalo no dia seguinte [56,68]. O número de níveis usados na representação da carga influencia significativamente o tempo computacional.

Uma outra representação que considera os aspectos cronológicos da carga é, o modelo a estados acumulados [11], este não precisa o fator de exposição ou do nível baixo de carga. Há duas condições para um nível arbitrário de carga  $L$ :

Estado 1: Carga  $\geq L$

Estado 2: Carga  $< L$

A probabilidade que a carga seja igual o maior que um nível arbitrário  $L$  é obtida dos dados da carga horária ou diretamente da curva de duração de carga. A freqüência associada com os dois estados é obtida pela contagem das transições de um estado para outro e dividido pelo período da carga. A característica da freqüência de carga é obtida variando o valor do nível de carga  $L$ .

Finalmente como já foi dito, o modelo de geração representado pela variável aleatória  $G$  pode ser combinado (convolução) com o modelo da carga descrito pela variável aleatória  $L$  para produzir a reserva de potência ou o risco  $R$ .

O grande esforço computacional na avaliação da confiabilidade de geração é devido ao tipo de modelo utilizado para representar a geração. Geralmente o modelo mais utilizado

para representar a geração é a tabela de probabilidades e freqüências da capacidade indisponível (COPFT). Durante o processo de convolução o número de estados cresce de forma rápida e desordenada. Como consequência os cálculos exigidos tornam-se morosos e, em muitos casos, não práticos. Felizmente existem vários processos que permitem, embora à custa de um sacrifício limitado da precisão alcançada nos cálculos, reduzir significativamente a dimensão destes modelos probabilísticos.

No processo de construção da tabela de probabilidades da capacidade indisponível, inicialmente realiza-se um *truncamento* desta tabela, o qual, significa simplesmente que todos os estados de capacidade cujas probabilidades sejam inferiores a um valor pre-determinado são desprezados. A redução no número de estados que se obtém com este procedimento pode não ser suficiente se o sistema em estudo possui um grande número de geradores com capacidades diferentes. Portanto, para conseguir uma boa redução, especialmente nos tempos de processamento, pode-se usar a técnica de *arredondamento*, a qual consiste em reduzir a dimensão da tais tabelas pela incorporação de determinados estados em outros, especificados previamente; a probabilidade dos estados eliminados é dividida pelos estados imediatamente adjacentes a ele. Este procedimento permite calcular *a priori*, e pela escolha de um espaçamento conveniente entre os níveis de capacidade permitidos, o número total de estados que integrarão a tabela final [16-18]. Esta técnica é conhecida como convolução discreta "arredondada", *RDC* (*i.e. Rounded Discrete Convolution*)

Uma aproximação alternativa [17] é transformar a tabela das probabilidades de capacidade indisponível no domínio da freqüência, usando as Transformadas Rápidas de Fourier FFT (*Fast Fourier Transform*) onde a convolução é feita pela multiplicação ponto a ponto. A tabela é obtida através da Transformada Inversa de Fourier.

Devemos salientar que nas técnicas de otimização do processo de convolução alguns, ou todos os estados assim determinados não terão significado real, mas para cada sistema é possível escolher um intervalo ótimo, logrando minimizar os erros inerentes a este tipo de aproximação.

Um simples e eficiente ganho computacional pode ser obtido utilizando um modelo da carga baseado no conceito de *agrupamento* ou agregação. As cargas horárias são agrupadas baseadas em suas proximidades resultando em níveis de carga não eqüidistantes. Para um equivalente exato, este modelo de carga usa poucos estados

comparado com os modelos de carga convencionais desenvolvidos em passos discretos equidistantes. A redução nos estados de carga permite cálculos mais eficientes e uma redução no tempo de computação. Esta metodologia é conhecida como modelo de agregação de estados de carga (*Cluster- Based Load Model*) [15,57].

### 2.3 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO

Os métodos de convolução são indubitavelmente os mais usados na avaliação da confiabilidade em sistemas de geração. Estes métodos são muito eficientes e podem ser facilmente implementados. De qualquer modo estes não permitem a determinação da distribuição de probabilidades associadas com os índices. Além disto, na representação do espaço de estados são utilizadas suposições Markovianas. Infelizmente, esta representação das transições do sistema omite os aspectos cronológicos da operação do sistema. Esta dificuldade faz que os métodos de convolução não sejam recomendados para algumas aplicações que envolvem [20-24,26-28]:

- a. Ciclos de operação de unidades com tempos de residência nos estados distribuídos não exponencialmente.
- b. Representação exata de modelos cronológicos de carga.
- c. Recursos hídricos de energia limitada.
- d. Custos de perda de carga.
- e. Restrições ambientais (emissão de poluentes).

Até agora foram abordados os métodos analíticos onde o comportamento de cada componente ou sistema é descrito por um modelo matemático (modelo Markoviano) e sua solução fornece os índices de confiabilidade. No método de simulação se imita ou simula a operação de um componente ou sistema num período de tempo. Isto envolve a geração de uma história artificial do modelo do componente ou sistema e do seguimento dessa história, são obtidas as características do sistema real. Portanto, a simulação é tratada como uma série de experiências reais. Durante suas trajetórias, os acontecimentos ocorrem em diversos tempos, determinados por um processo aleatório, obedecendo distribuições de probabilidade pré-determinadas.

Num processo de simulação, a enumeração sistemática de estados é substituída pelas seqüências dos estados do sistema, geradas no computador. Uma seqüência simulada representa uma amostra de realizações. A confiabilidade de um sistema é avaliada depois de ter acumulado um número suficiente de realizações ou experiências. Os

acontecimentos simulados nos estudos de avaliação da confiabilidade, geralmente são considerados aleatórios, portanto, o processo de simulação é chamado Simulação de Monte Carlo. Esta técnica é simplesmente um processo que envolve a geração de soluções determinísticas para um problema específico. Cada solução corresponde a um conjunto de valores determinísticos de uma variável aleatória.

Na simulação de Monte Carlo um dos problemas é a cronometragem dos vários acontecimentos simulados e sua concordância com as suas respectivas distribuições de probabilidade. Para um determinado evento, o processo consiste em escolher aleatoriamente um número de um grande conjunto de números com uma distribuição apropriada e fazer com que o acontecimento aconteça no momento indicado pelo número escolhido. Normalmente para realizar este processo usa-se somente um conjunto de números distribuídos uniformemente entre os valores 0 e 1 [50,58,59].

Todos os estudos feitos com técnicas de Monte Carlo precisam da geração de valores apropriados das variáveis aleatórias de acordo com a respectiva distribuição de probabilidade prescrita. Isto pode ser realizado sistematicamente para cada variável, gerando primeiramente, números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1. Uma vez gerados estes números, os correspondentes números aleatórios de uma outra distribuição de probabilidade especificada podem ser obtidos através de uma transformação apropriada [50,58].

### **2.3.1 Processos Básicos de Simulação**

Os componentes de um sistema de potência estão expostos a uma série de mudanças na sua operação as quais representam diversos estados no seu comportamento. As distribuições no tempo das mudanças nos estados podem ou não ser exponenciais. O comportamento na operação de um sistema de potência pode ser reproduzida num computador digital pela simulação das mudanças nos estados dos componentes utilizando amostragem.

Em geral não há limitação no tipo de distribuições que governa as transições dos estados, usualmente se considera que os componentes de um sistema são independentes. Tem-se duas exceções neste comportamento: a primeira considera que o procedimento para a interpretação dos sorteios aleatórios da distribuição uniforme entre 0 e 1 está baseada em dados históricos, o qual inclui uma condição de

dependência. A segunda considera que o procedimento para a interpretação dos sorteios aleatórios da distribuição uniforme entre 0 e 1 está baseada na solução prévia de um modelo Markoviano o qual, de novo, incorpora um relacionamento dependente. De qualquer modo, neste último caso, uma distribuição exponencial deve ser considerada para todos os tempos de transição dos estados

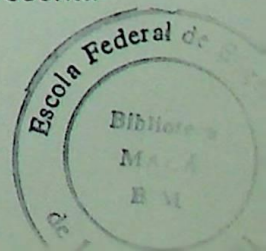
A principal desvantagem da metodologia de simulação de Monte Carlo é o grande número de eventos que se precisa simular para obter uma resposta satisfatória. Portanto, o tempo de computação necessário pode ser excessivo. Por exemplo, sistemas nos quais a capacidade dos geradores individuais é pequena comparada com a capacidade total do sistema, convergem fácil e rapidamente, enquanto sistemas que não possuem esta característica convergem mais de vagar [1]. Em geral o tempo de processo depende das características do sistema analisado (taxas de falha/reparo das unidades geradoras, capacidades, modelo da carga, etc.).

O processo de simulação de Monte Carlo pode ser executado através de vários caminhos alternativos, os quais são descritos a continuação.

#### 2.3.1.1 *Amostragem Instantânea ou Não-Seqüencial.*

Este processo de simulação é também chamada aproximação aleatória [49] porque a informação cronológica não é conservada durante o processo de amostragem. Ele faz uma seleção aleatória dos estados do sistema, ou seja, uma amostragem não-seqüencial. É como se aleatoriamente fosse escolhida uma hora da história da operação de um sistema e nessa mesma hora acontece um evento, devendo-se portanto, analisar o comportamento do sistema sob esta condição, sem importar com a sua antecedência e nem com o seu futuro. Este mesmo processo se repete muitas vezes, mas em nenhum momento o desempenho cronológico dos componentes do sistema é levado em conta. Esta metodologia é usada quando o estado do sistema em cada hora, não depende dos estados anteriores, isto é, processos não correlacionados no tempo.

Cada realização deste processo de simulação consiste em efetuar sorteios aleatórios independentes para cada componente do sistema, geralmente de uma distribuição uniforme entre 0 e 1. Por exemplo, um gerador está em operação se seu correspondente número sorteado aleatoriamente for maior que sua indisponibilidade (FOR). De outra maneira a unidade está indisponível. A realização, ou seja, uma fotografia da condição do sistema num momento escolhido aleatoriamente, representa



uma falha no suprimento da demanda de carga se a capacidade disponível da geração é menor que a carga do sistema. Repetindo o processo  $N$  vezes, pode-se encontrar  $F$  falhas de atendimento à carga. Uma estimativa da probabilidade de perda de carga (LOLP) é dada por  $F/N$ . A exatidão dos cálculos pode ser melhorada aumentando-se  $N$  (número de acontecimentos).

A técnica de simulação não seqüencial de Monte Carlo e todas as metodologias analíticas usam a representação do espaço de estado, isto é, a operação do sistema é modelada por fotografias, ou seja, seus aspectos cronológicos não são considerados. O uso desta aproximação não impede o cálculo dos índices usuais de confiabilidade tais como LOLP, LOLE e EPNS, mas também é possível calcular índices, que a primeira vista, precisam da informação cronológica tal como o valor esperado da freqüência de perda de carga (LOLF) e o valor esperado da duração da perda carga (LOLD) [60]. O valor da duração de perda de carga é um parâmetro muito importante em o cálculo dos custos de interrupção, razão pela qual deve ser estimada de forma exata. A modelagem por espaço de estados usada pela simulação não-seqüencial não permite produzir valores específicos da LOLD. A principal razão deste impedimento é que, uma interrupção está associada com uma seqüência de estados de falha (sub-estados de falha), e que portanto, a duração total de uma interrupção qualquer é a soma da duração dos estados individuais. Em outras palavras, com a Simulação de Monte Carlo Não Seqüencial, não é possível saber o comportamento passado nem futuro (não há continuidade) de uma interrupção, quando o sistema está num dos estados de falha da interrupção.

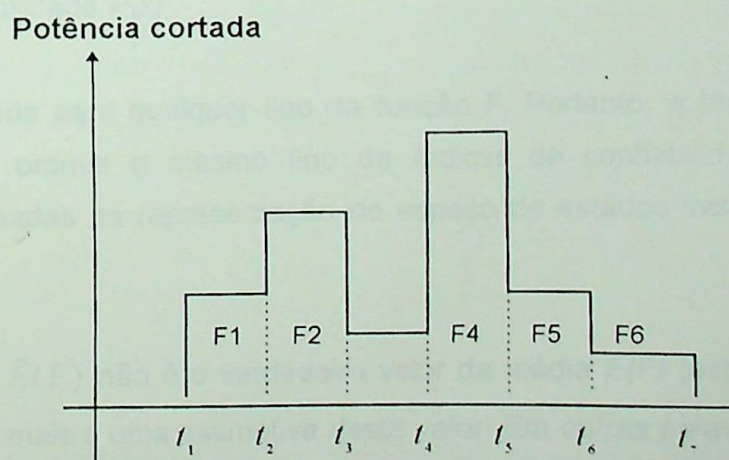


Figura 2.5 - Representação Gráfica de Uma Interrupção, Mostrando seus Estados de Falha

No caso particular de uma interrupção como a representada na Figura 2.5, a duração do corte de carga é a soma das durações dos estados F1,F2,F3,F4,F5 e F6.

$$D_{Interrupção} = (t_2 - t_1) + (t_3 - t_2) + (t_4 - t_3) + (t_5 - t_4) + (t_6 - t_5) + (t_7 - t_6)$$

Em geral, para uma interrupção só, pode-se escrever:

$$D_{Interrupção} = \sum_{i=1}^{n_f} (t_{i+1} - t_i) \tag{2.21}$$

onde,

$n_f$  = Número de estados de falha da interrupção

No método de simulação não seqüencial de Monte Carlo, os estados  $x \in X$  são amostrados a partir das suas distribuições de probabilidades. O valor esperado de F (valor da média), é calculado como:

$$\tilde{E}(F) = \left( \frac{1}{NS} \right) \sum_{i=1}^{NS} F(x^i) \tag{2.22}$$

onde,

NS: Tamanho da amostra

$x^i$ : i-ésimo vetor amostrado aleatoriamente da distribuição de probabilidade  $P(x)$

A expressão anterior é válida para qualquer tipo de função F. Portanto, a técnica de simulação não seqüencial produz o mesmo tipo de índices de confiabilidade que produzem as técnicas baseadas na representação do espaço de estados incluindo os índices de F&D.

É importante salientar que  $\tilde{E}(F)$  não é o verdadeiro valor da média  $E(F)$  (este valor é geralmente desconhecido), mais é uma estimativa deste valor. Em outras palavras, se a experiência é realizada com uma amostra aleatória diferente, um valor distinto é obtido para o valor de  $\tilde{E}(F)$ . Dado que  $x$  e  $F(x)$  são variáveis aleatórias, este estimador, o qual

é uma média de NS amostras de  $F(x)$ , é também uma variável aleatória. A incerteza em redor da estimativa é calculada pela variância do estimador:

O método de simulação não seqüencial de Monte Carlo pode ser estruturado com os seguintes passos:

- a. Sorteie um vetor  $x \in X$  a partir de sua distribuição de probabilidade  $P(x)$ .
- b. Repita o passo (a) NS vezes, onde NS é um número preestabelecido, sendo  $\{x_j, j = 1, \dots, NS\}$
- c. Calcule  $F(x)$  para cada vetor sorteado.
- d. Estime  $E(F)$  como a média dos valores encontrados.

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

$$V(\tilde{E}(F)) = V(F) / NS \quad (2.23)$$

onde  $V(F)$  é a variância da função teste, calculada como:

$$V(F) = \left( \frac{1}{NS - 1} \right) \sum_{i=1}^{NS} \left( F(x^i) - \tilde{E}(F) \right)^2 \quad (2.24)$$

Da expressão (2.23) percebe-se que a incerteza da estimativa depende da variância da função teste,  $V(F)$ , e é inversamente proporcional ao número de amostras. Este fato confirma a noção intuitiva sobre a exatidão da simulação de Monte Carlo que aumenta com o tamanho da amostra NS. Esta incerteza é geralmente representada como um coeficiente de variação:

$$\beta = \sqrt{V(\tilde{E}(F))} / \tilde{E}(F) \quad (2.25)$$

esta expressão pode ser usada para estimar o número necessário de amostras em função de uma determinada exatidão da  $\beta$ . Portanto:

$$NS = V(F) / (\tilde{E}(F)\beta)^2 \quad (2.26)$$

Pode-se então concluir que o esforço computacional da aproximação de Monte Carlo depende fortemente da exatidão desejada do índice  $\beta$ .

### 2.3.1.2 Amostragem Seqüencial.

Este processo de simulação é a aproximação mais geral. As condições iniciais (ou estados) no começo do processo de simulação dos componentes de um sistema são determinados por uma amostragem instantânea. Na representação a dois estados, para criar a história simulada da operação dos elementos do sistema, sorteiam-se aleatoriamente e em forma alternada das respectivas distribuições, os tempos de operação e os tempos de avaria, numa *ordem cronológica*. As histórias simuladas, são então analisadas para obter os intervalos de tempo nos quais a geração é menor que a carga do sistema. Se  $T$  representa o tempo total do período de estudo (tempo total da simulação), e  $T_f$  representa a soma dos tempos dos intervalos de falha no suprimento da carga, uma estimativa da probabilidade de perda de carga (LOLP) é dada por  $T_f/T$ .

Nesta aproximação sempre representam-se os aspectos cronológicos e portanto, todos os índices de confiabilidade geralmente usados podem ser derivados desta informação, mais ainda o valor específico desejado da duração de uma interrupção. Também permite o uso de distribuições não exponenciais para representar a duração das avarias dos componentes assim como o uso de modelos de carga mais realistas. Além disto, políticas de manutenção podem ser facilmente simuladas. Esta técnica requer portanto, um maior esforço computacional (amostram-se todos os estados da operação do sistema), porque sua convergência não é atingida de forma rápida e, em alguns casos seu uso não é recomendado, como acontece na avaliação da confiabilidade composta. Este método é particularmente útil em situações de simulação onde os parâmetros de interesse são correlacionados.

A simulação seqüencial permite representar qualquer modelo de carga cronológico, como por exemplo, a curva de carga horária do sistema. Deve-se salientar que não existe nenhuma restrição na metodologia quanto à discretização (mês, semana, dia, hora, minuto, etc.) e o nível de representação (sistema, área, barras) da curva de carga. Esta flexibilidade no tratamento da curva de carga é uma das maiores vantagens do modelo cronológico, pois permite avaliar determinadas características da carga que são extremamente complicadas a nível da representação por espaço de estados.

A modelagem cronológica está relacionada à avaliação dos estados do sistema nos processos estocásticos da operação do sistema. O cálculo dos índices de confiabilidade é semelhante a avaliar a seguinte expressão [59,61]

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.27)$$

sendo T o período de simulação e G(t) a função teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema 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.

A metodologia seqüencial de Monte Carlo é usada para simular os processos estocásticos da operação do sistema através da avaliação de seqüências sintéticas dos estados do sistema. Estas seqüências são produzidas com base na combinação da distribuição de probabilidades da duração de cada estado componente e do modelo da carga na mesma base de tempo. O cálculo de E(G) é feito através de:

$$\tilde{E}(G) = (1/NY) \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.28)$$

onde,

NY: Número de simulações anuais.

$y_k$ : série sintética de estados do sistema x no ano k

$G(y_k)$  Função para cálculo dos índices de confiabilidade anuais da seqüência  $y_k$

A função teste  $G(y_k)$  é definida diferentemente para cada índice que se deseja calcular, por exemplo, para o índice LOLE,  $G(y_k)$  = somatório das durações amostradas para todos os estados de falha no ano  $y_k$ . Se  $G(y_k)$  é o somatório da energia não suprida de todos os estados de falha em  $y_k$ , E(G) representa o índice EENS. Os índices LOLP e EPNS podem ser obtidos dividindo os índices LOLE e EENS por 8760 horas. Para o índice da freqüência de perda de carga LOLE,  $G(y_k)$  = número de

subseqüências de falha em  $y_k$ . Uma subseqüência de falha corresponde a um conjunto de estados  $x$  cronologicamente ordenados (uma interrupção do sistema). O índice da duração média de perda de carga LOLD é obtido simplesmente pela razão entre os índices LOLP e LOLF.

O critério de parada da simulação de Monte Carlo seqüencial, está também baseada na incerteza relativa das estimativas, dada pelo coeficiente  $\beta$ .

O processo da simulação de Monte Carlo seqüencial pode ser sintetizado nos seguintes passos:

- a. Gerar uma seqüência sintética anual dos estados do sistema ( $y_k$ ) pela aplicação seqüencial dos modelos estocásticos de falha/reparo dos componentes do sistema e o modelo cronológico da carga.
- b. Avaliar cronologicamente cada estado  $x$  do sistema da seqüência  $y_k$  e acumular os resultados.
- c. Calcular anualmente os índices de confiabilidade  $G(y_k)$  sobre os valores estimados em (b).
- d. Repetir os passos (a)-(c)  $NY$  (número de anos) vezes, e calcular os valores das médias dos índices como a média dos resultados anuais para cada seqüência simulada  $y_k$ .
- e. Verifique a convergência do processo, se a precisão da estimativa é satisfatória; pare, caso contrário, retorne para (a).

### 2.3.1.3 *Simulação Pseudo-Seqüencial de Monte Carlo.*

Com este processo de simulação [26,79], pretende-se reduzir o esforço computacional, conservando a flexibilidade e exatidão da simulação de Monte Carlo seqüencial. A técnica está baseada em duas características presentes no processo de simulação seqüencial:

- a. O esforço computacional do passo (a) do algoritmo seqüencial - geração dos estados nas seqüências sintéticas anuais ( definição da disponibilidade dos equipamentos e

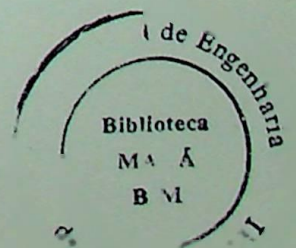
dos níveis de carga) - é desprezível comparado com o esforço de analisar cada um destes estados no passo (b) do mesmo algoritmo.

- b. A maioria dos estados analisados na seqüência sintética anual, não contribui ao valor desejado do índice, calculado no passo (c) da metodologia seqüencial. Este é o caso do cálculo do índice do custo de perda de carga LOLC somente usa as sub-seqüências nas quais se tem interrupções no fornecimento da demanda de carga, o mesmo acontece com a estimativa da duração de perda de carga LOLD.

A simulação pseudo-seqüencial é uma metodologia híbrida, na qual se combina dentro do processo, as duas aproximações da simulação de Monte Carlo. A simulação não seqüencial é usada para escolher os estados de falha, e a simulação seqüencial é aplicada somente à sub-seqüência dos estados vizinhos que definem completamente a interrupção. A principal característica desta metodologia está na forma de busca do estado de falha. Após identificado este estado, deve-se obter uma sub-seqüência de falha. Este processo é realizado assim: (1) executar para frente, uma simulação cronológica, começando do estado  $x(t)$ , isto é, avaliar os próximos estados da seqüência até o sistema voltar a um estado de sucesso; (2) levar a cabo para trás uma simulação cronológica começando do estado  $x(t)$ , isto é, avaliar todos o estados prévios da seqüência até encontrar uma transição para um estado de sucesso. A duração da interrupção (sub-seqüência de falha) é calculada pela combinação das durações dos processos para trás e para frente.

## 2.4 CONCLUSÕES

Os métodos de convolução (analíticos) são realmente os mais usados na avaliação da confiabilidade da geração. Eles tem demonstrado ser muito eficientes e podem ser implementados facilmente. De qualquer forma, infelizmente estes métodos apresentam algumas dificuldades que muitas das vezes para algumas aplicações seu uso é evitado. Estas técnicas não permitem a determinação nem a avaliação das distribuições de probabilidade associadas com os índices de confiabilidade. Além disto, não oferecem alternativas possíveis para calcular com exatidão alguns dos mais importantes índices da confiabilidade como os custos da perda de carga (LOLC). Uma outra limitação que apresentam estes métodos é que todos eles consideram que os tempos de residência em todos os estados da operação dos componentes de um sistema, tem distribuições



exponenciais, ou seja, eles normalmente usam suposições Markovianas para a representação do espaço de estados. No entanto, esta modelagem omite os aspectos cronológicos da operação do sistema.

As técnicas de simulação oferecem alternativas de considerar a cronologia da operação dos sistemas e usar qualquer distribuição para os tempos de residência nos estados da operação dos componentes de um sistema. Os índices calculados por esta metodologia são exatos e, além de não representar somente os valores médios, pode-se determinar a função de distribuição de probabilidade de cada um deles, com a qual é possível estimar um risco para um valor predeterminado do índice. A simulação de Monte Carlo seqüencial incorpora a cronologia através dos estados do sistema, enquanto a simulação não seqüencial escolhe os estados do sistema aleatoriamente. Portanto, o processo seqüencial de simulação leva em conta todos os aspectos cronológicos o qual permite reproduzir de forma exata o ciclo completo de uma interrupção. Esta é a principal razão para utilizar esta metodologia no cálculo do custo de perda de carga pois os parâmetros mais relevantes são: o montante de energia não suprida e a duração da interrupção.

Uma dificuldade que oferece o método de simulação seqüencial é que reproduz todos os estados da operação de um sistema, razão pela qual esta aproximação precisa de um maior esforço computacional em comparação com as outras técnicas. Por este motivo, é possível utilizar uma aproximação que evita estes obstáculos e, mantém a flexibilidade e exatidão da simulação seqüencial, chamada simulação de Monte Carlo pseudo-seqüencial. Esta metodologia escolhe as interrupções aleatoriamente, o que no permite manter algumas dependências temporárias entre as variáveis durante a simulação (e.g. armazenamento de reservatórios, consumo de combustível, etc.). Alguns tipos de análises não suportam tal aproximação, tipicamente simulações energéticas em sistemas hidrotérmicos.

O Capítulo III seguinte, descreverá os aspectos concernentes à metodologia de cálculo do custo de corte de carga, salientando as principais diferenças existentes nas aproximações propostas até agora para este propósito. Além disto, se apresentará uma nova proposta que calculará com exatidão este índice e mostrar-se-á como ele constitui uns dos aspectos mais relevantes na escolha das alternativas do planejamento da expansão.

# CAPÍTULO III

## O VALOR DA CONFIABILIDADE

### 3.1 INTRODUÇÃO

Os aspectos econômicos de uma alternativa de expansão desempenham um papel importante no processo de tomada de decisões a nível de planejamento. Uma aproximação muito simples que é usada para relacionar os aspectos econômicos com a confiabilidade é considerar só os custos de investimento. Nesta aproximação, o aumento na confiabilidade devido aos reforços (geradores, linhas, transformadores, etc.) dos esquemas de expansão, é avaliado em conjunto com o custo do investimento associado em cada esquema. Dividindo este custo pelo acréscimo na confiabilidade obtêm-se o custo incremental da confiabilidade. O menor custo incremental da confiabilidade será o esquema mais efetivo.

O ponto fraco desta aproximação é que não relaciona o provável retorno do investimento ou o aumento real no benefício ao consumidor. Para fazer uma apreciação mais consistente dos aspectos econômicos e da confiabilidade, é necessário comparar o *custo de adequação* (custo do investimento necessário para lograr um certo nível de adequação) com o *valor da adequação* (benefício para a sociedade de se ter qualidade e continuidade). Estes dois indicadores, na realidade mostram as características econômicas de qualquer alternativa de planejamento [69].

Os custos das restrições de continuidade no serviço de eletricidade podem ser avaliados sob três pontos de vista: custos de não faturamento, custos de déficit e custos de interrupção. O *custo de não faturamento* diz respeito ao prejuízo sofrido pela concessionária de energia elétrica pelo fato de não ter concretizado a venda de energia aos usuários. Sua avaliação não apresenta maiores dificuldades já que seus valores dependem da tarifa praticada. O *custo do déficit* reflete restrições de natureza energéticas (fontes de energia primária) ou restrições relacionadas à capacidade

instalada no sistema de geração ou na rede de transmissão/distribuição. Este custo está associado com o conceito de racionamento e sua principal aplicação está relacionada com as políticas de planejamento a longo prazo. No horizonte de curto prazo (operação), sua aplicação tem sentido quando os eventos têm durações suficientemente longas e os consumidores podem de alguma forma tomar medidas de precaução para minimizar as perdas [10]. O *custo de interrupção* está relacionado às perdas ou prejuízos causados pelas interrupções no fornecimento de energia que surpreendem ao usuário de forma intempestiva.

Os custos que representam para a sociedade ter um nível aceitável de adequação (fornecimento com qualidade e continuidade) geralmente aumentam com o grau de confiabilidade no atendimento da carga dos usuários, estes normalmente são chamados custos de suprimento. Por outra parte, os custos dos consumidores (prejuízos) associados com as interrupções no fornecimento, decrescem com o aumento no nível de confiabilidade. Portanto, o custo total para a sociedade será a soma destes dois custos individuais e, seu valor mínimo será o valor "ótimo" ou ponto de equilíbrio. Existem duas dificuldades para realizar uma avaliação aceitável deste conceito. Primeiramente os índices calculados são geralmente derivados somente da avaliação da adequação nos vários níveis hierárquicos do sistema de potência. A segurança do sistema normalmente não é avaliada. Em segundo lugar, há grandes problemas para avaliar a percepção dos consumidores (subjetividade) nos custos de interrupção.

O principal parâmetro na avaliação do valor da confiabilidade é o custo ao usuário (medida do prejuízo) associado com a perda no fornecimento. O custo de interrupção num ponto de carga, depende diretamente das características dessa carga [70-73]. Em geral, o custo para o consumidor, associado com uma interrupção num ponto específico do sistema, é a união dos custos associados com os usuários afetados pelos cortes de carga nesse ponto. Esta união ou consolidação de custos é conhecida como *função prejuízo do consumidor* [74]

A função prejuízo do consumidor, é uma estimativa do custo associado com as interrupções no fornecimento, o qual por sua vez é função da duração da interrupção, do período do tempo, da classe de usuário, etc. Cada tipo de usuário tem um custo diferente para a duração de uma interrupção particular. A forma de combinar os custos individuais, é calcular uma média ponderada de acordo com o consumo de energia anual dos usuários individuais ou grupos de consumidores.

A maioria das aproximações usadas para estimar o valor da confiabilidade baseiam-se na determinação dos impactos das interrupções [69]. A avaliação destes impactos é feita por intermédio de pesquisas aos consumidores, as quais produzem resultados definitivos e, são normalmente realizadas para cada grupo de usuários (residencial, comercial, industrial, etc.) [70-73]. Normalmente as publicações nesta área sobre o custo da restrição no serviço da eletricidade refletem só as condições particulares dos países pesquisados [75-78].

### 3.2 CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO

Para poder garantir que um plano de expansão seja realmente o de mínimo custo, é necessário quantificar os custos associados às interrupções de suprimento, e então minimizar a soma dos custos de investimento, operação e confiabilidade. A introdução do valor da confiabilidade no cálculo do plano de custo mínimo depende fundamentalmente do *custo unitário de interrupção UC (Unit Cost)* de cada classe consumidora.

*Uma alternativa* para introdução dos aspectos relacionados à confiabilidade do sistema no plano de custo mínimo é *estabelecer critérios* para os níveis de confiabilidade. Neste caso, o plano de expansão deve minimizar o custo dos investimentos mais o valor esperado do custo de operação, e garantir que os índices atendam aos critérios pre-estabelecidos. Esta aproximação conduz a resultados razoáveis, entretanto, não se pode garantir que estes limites estabelecidos *a priori* correspondam ao impacto econômico ocasionado pelas interrupções. Desta forma, o plano de expansão resultante pode não corresponder ao melhor balanço entre custos e confiabilidade.

A avaliação econômica da confiabilidade requer a determinação do valor da confiabilidade do ponto vista dos consumidores e sua explícita incorporação no processo de planejamento do sistema. O plano ótimo de expansão deve então minimizar o somatório dos custos de investimento, valor esperado do custo da operação e o valor da confiabilidade. Para ilustrar a determinação do plano de custo mínimo, a Figura 3.1 apresenta a curva teórica de custo/benefício em função da confiabilidade do sistema para obtenção de seu ponto ótimo do ponto de vista da sociedade.

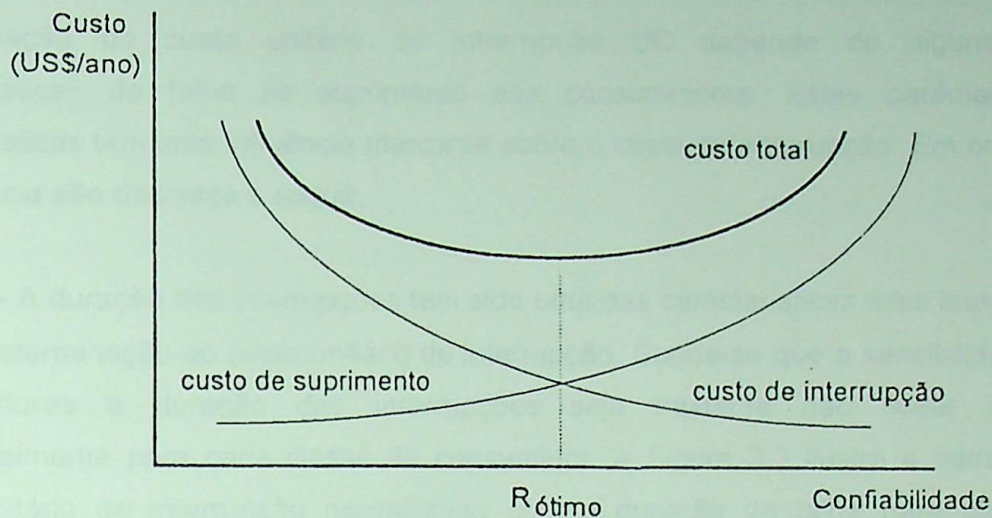


Figura 3.1 - Determinação do Plano de Custo Mínimo

Da Figura 3.1 pode-se concluir que o nível ótimo de confiabilidade  $R_{\text{ótimo}}$  é uma consequência de um processo de equilíbrio econômico entre os custos de suprimento (investimentos e operação) e os custos de interrupção (valor da confiabilidade).

O parâmetro básico para o cálculo do plano de custo mínimo é custo unitário de interrupção de cada classe consumidora. Estes custos são obtidos geralmente através de pesquisa direta aos consumidores que incorporam informações sobre a distribuição dos prejuízos causados pelas interrupções nas suas diferentes atividades.

Em princípio considera-se que os consumidores *residenciais* são bastante sensíveis aos aspectos de confiabilidade que os afetam sob o ponto de vista de conforto e conveniência. Os consumidores *industriais* têm sua atenção voltada para os indicadores que avaliam os custos, eficiência, qualidade e volume de produção. As preocupações dos consumidores *comerciais* tendem a situar-se num ponto intermediário entre os consumidores residenciais e industriais.

Em geral, todas as classes de consumidores, indistintamente, reagem ao nível de desempenho de serviço que lhes foi oferecido. Para os consumidores da classe produtiva da economia (industrial e comercial) o anterior indicador e a análise preditiva da confiabilidade são muito importantes.

### 3.2.1 Parâmetros de Desempenho

A estimação do custo unitário de interrupção UC depende de algumas das características da falha no suprimento aos consumidores. Estes parâmetros ou características tem uma influência marcante sobre o custo de interrupção. Em ordem de importância são descritos a seguir:

*Duração*- A duração das interrupções tem sido uma das características mais importantes para a determinação do custo unitário de interrupção. Supõe-se que a sensibilidade dos consumidores à duração das interrupções seja bastante não linear e varie apreciavelmente para cada classe de consumidor. A Figura 3.2 ilustra a variação do custo unitário de interrupção normalizado com a duração da falha para diferentes classes de consumidores, a partir de um levantamento realizado pela Ontario Hydro [80]. Pode-se observar desta Figura que o impacto das durações no custo de interrupção é relativamente grande.

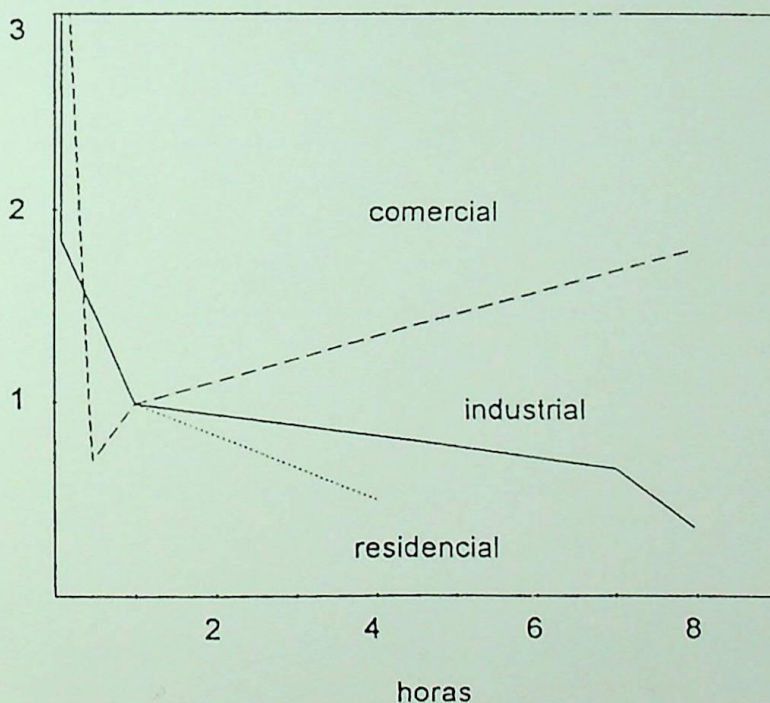


Figura 3.2 - Variação do Custo Unitário de Interrupção e a Duração

*Freqüência*- A relação entre a freqüência e os custos de interrupção tem recebido menos atenção nas pesquisas do que outros aspectos também relevantes. Os resultados disponíveis indicam que não existe uma grande influência, mas também indicam que com o aumento da freqüência das interrupções estes custos apresentam acréscimo em seus valores. Este resultado sugere que os consumidores são capazes de

se adaptar a interrupções mais frequentes. Entretanto, conforme resultado de algumas pesquisas, os consumidores, de forma geral, preferem interrupções menos frequentes.

De forma geral este indicador é estritamente quantitativo (caráter discreto), já que não representa a gravidade de cada uma das perturbações ocorridas. Sua unidade dimensional é o inverso do tempo sendo que este é o período de observação adotado. Quanto menor o seu valor, melhor o desempenho.

*Instante de Ocorrência*- O instante da ocorrência é um dos aspectos mais importantes para a determinação dos custos associados com as interrupções. Os resultados das pesquisas indicam a variação dos custos com o mês, dia de semana e hora do dia, comparados com os valores médios. A Figura 3.3 ilustra a variação do custo unitário de interrupção UC para duas classes de consumidores (industrial e comercial) com o instante da ocorrência: mês, dia da semana e hora do dia, respectivamente, para um levantamento realizado pela Ontario Hydro [80].

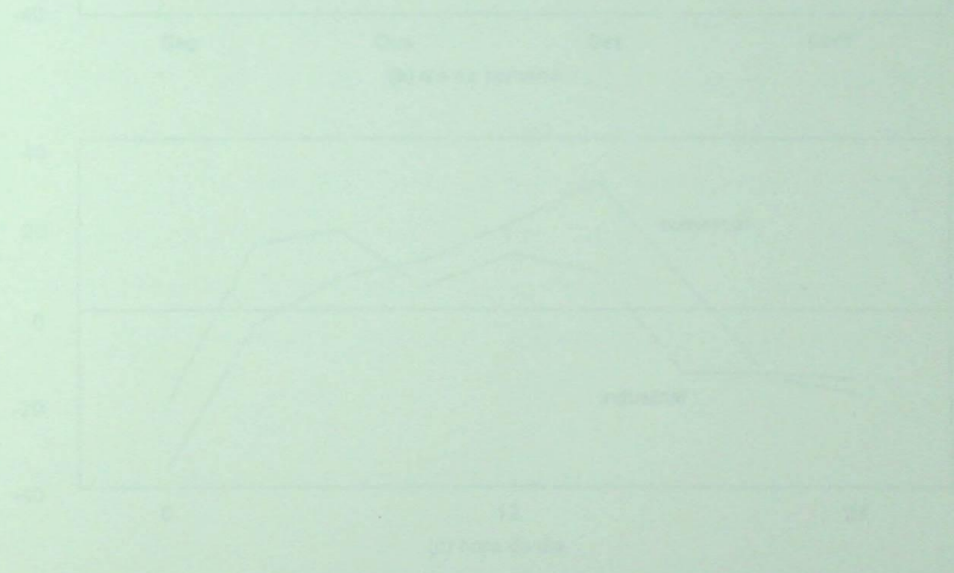


Figura 3.3 - Custo Unitário de Interrupção e o Instante da Ocorrência

Desta figura pode-se observar variações em das de semana de trabalho são mais elevadas que no verão, com também em das de semana em comparação com finais de semana e nos horários de pico diários e hora da noite.

*Notificação Prévia*- O momento da notificação prévia nos custos de interrupção tem sido muito pesquisado, mas os resultados são muito divergentes. Alguns autores afirmam que quanto mais antecipado o que o consumidor é informado sobre a interrupção, melhor o desempenho.

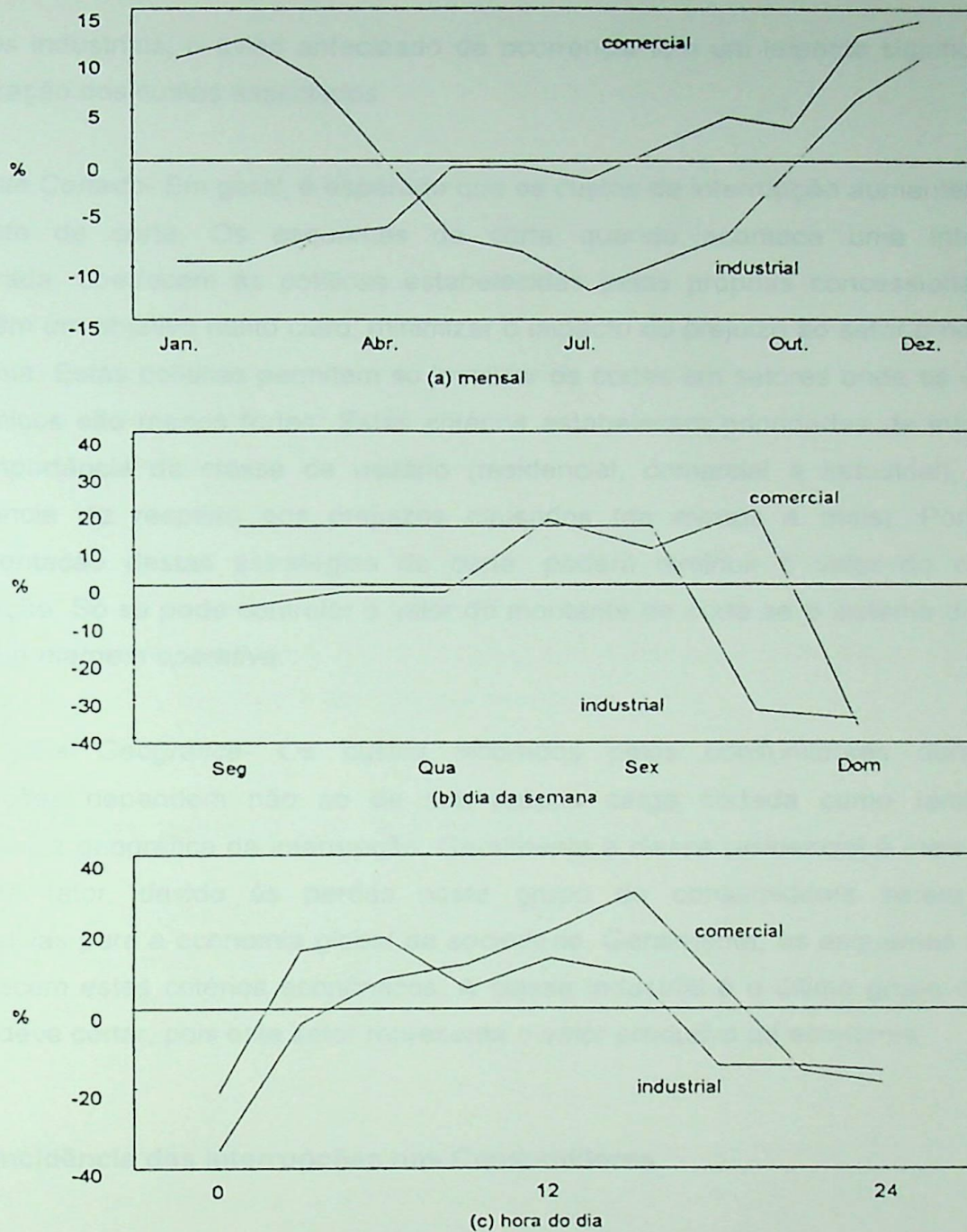


Figura 3.3 - Custo Unitário de Interrupção e o Instante da Ocorrência.

Desta Figura pode-se observar, interrupções em dias de semana no inverno são mais caras do que no verão, como também em dias de semana em comparação com finais de semana, e nos horários de ponta diária e fora de ponta.

*Notificação Prévia*- O impacto da notificação prévia nos custos de interrupção tem sido menos pesquisado, mas os resultados obtidos até agora proporcionam uma visão mais qualitativa do que quantitativa. A experiência demonstra que especialmente para os

usuários industriais, o aviso antecipado da ocorrência tem um impacto significativo na minimização dos custos associados.

*Montante Cortado*- Em geral, é esperado que os custos de interrupção aumentem com o montante de corte. Os esquemas de corte quando acontece uma interrupção inesperada, obedecem às políticas estabelecidas pelas próprias concessionárias, as quais têm um objetivo muito claro, minimizar o impacto ou prejuízo ao setor produtivo da economia. Estas políticas permitem só localizar os cortes em setores onde os impactos econômicos são menos fortes. Estes critérios estabelecem prioridades de interrupção pela importância da classe de usuário (residencial, comercial e industrial), onde a importância diz respeito aos prejuízos causados (de menos a mais). Portanto, a implementação destas estratégias de corte, poderá diminuir o valor do custo de interrupção. Só se pode controlar o valor do montante de corte se o sistema dispõe de suficiente *margem operativa*.

*Abrangência Geográfica*- Os custos incorridos pelos consumidores durante as interrupções dependem não só de sua própria carga cortada como também da abrangência geográfica da interrupção. Geralmente a classe residencial é mais afetada por este fator, devido às perdas neste grupo de consumidores serem menos significativas para a economia global da sociedade. Geralmente, os esquemas de corte estabelecem estes critérios econômicos. A classe industrial é o último grupo de carga que se deve cortar, pois este setor representa o setor produtivo da economia.

### 3.2.2 Incidência das Interrupções nos Consumidores

No que se refere aos aspectos particulares associados a cada um dos tipos de consumidor, cabe ressaltar o seguinte [1,10, 26]:

*Consumidor Residencial*- Pela experiência das muitas pesquisas realizadas pode-se concluir, em geral, que o consumidor residencial é pouco sensível a interrupções muito curtas a menos que tais ocorrências sejam muito freqüentes.

A sensibilidade dos consumidores é bastante dependente da hora, dia da semana e estação do ano em que se apresenta a interrupção. Há indícios de que as interrupções que ocorrem durante o começo da noite, horas de lazer e fins de semana, tenham pior repercussão do que as que se dão em outros momentos. Em geral supõe-se que a

energia não suprida, não é particularmente relevante do ponto de vista dos consumidores residenciais tomados em forma individual.

*Consumidor Industrial-* A sensibilidade dos consumidores industriais às durações das interrupções é dependente do tipo de processo industrial. Algumas indústrias são muito afetadas até mesmo por interrupções de pequeníssima duração e que passam despercebidas pela maioria dos consumidores. Nos usuários industriais é muito importante a mensuração da energia não suprida, a qualidade do produto energia e de seu fornecimento. O aviso prévio da ocorrência das muitas interrupções tem impacto significativo na minimização dos custos associados.

*Consumidor Comercial-* Considera-se que a manutenção da ordem (fluxo normal das vendas, ausência de roubo, vandalismo, saques, etc.) constitui elemento fundamental para consumidores comerciais. Estes usuários são muito mais sensíveis às ocorrências em horários comerciais do que em outros momentos.

### 3.2.3 Pesquisas Sobre os Custos de Interrupção em Outros Países

Embora a comparação dos custos de interrupção de diferentes países é geralmente um exercício interessante, deve-se sempre pensar que os resultados encontrados em cada pesquisa estão diretamente relacionados às condições particulares de cada país [1,10,26].

As pesquisas realizadas no *Canadá*, aos consumidores da companhia Ontario Hydro no ano 1980, foram bastante abrangentes quanto ao número de classes de consumidores [80]. Além disto, levantou-se também uma série de parâmetros ou indicadores relevantes para a determinação dos custos como: a duração e o instante da ocorrência, conforme está representado nas Figuras 3.2 e 3.3. Os resultados finais destas pesquisas são apresentados na Figura 3.4, onde encontramos o custo unitário de interrupção em US\$/kWh das principais classes de consumidores em relação a duração da interrupção.

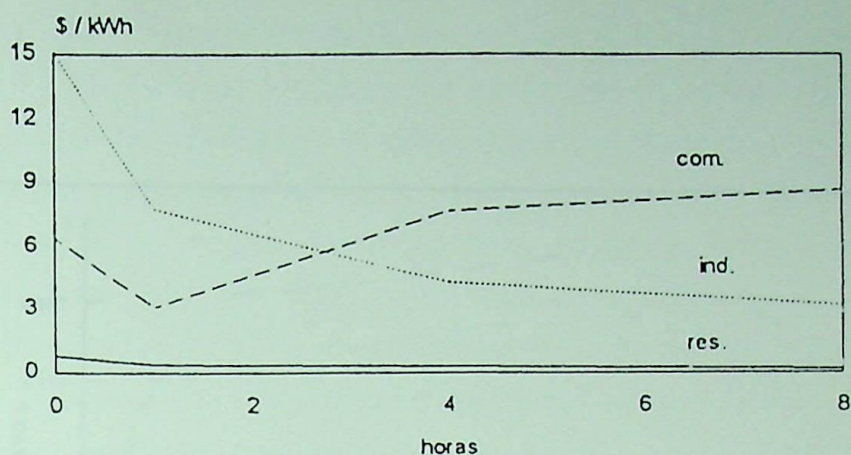
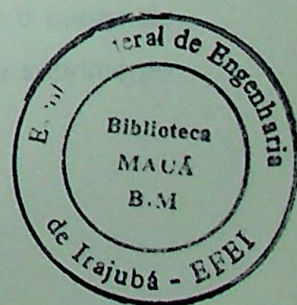


Figura 3.4 - Custo Unitário de Interrupção - Ontario Hydro

Posteriormente a Universidade de Saskatchewan participou de uma série de pesquisas para levantamento do custo unitário de interrupção no Canadá. Três grandes pesquisas foram realizadas, sendo que a terceira foi finalizada recentemente, todas patrocinadas pela Canadian Electrical Association (CEA) e Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) [81-83]. A conclusão mais importante na qual todas as pesquisas coincidem, é a de que a duração da interrupção é a característica mais importante dos cortes da demanda.

No *Brasil*, para a realização da pesquisa e tratamento estatístico dos dados foi assinado um contrato entre a Eletrobrás, as concessionárias de energia elétrica e a Fundação Instituto de Administração da FEA/USP [84]. O resultado concreto desta pesquisa representa uma boa aproximação inicial para os valores reais do custo unitário de interrupção. Os resultados obtidos representam os valores médios nacionais, não devendo ser utilizados na avaliação do custo de interrupção de consumidores individuais ou de pequenas áreas. As classes de consumidores pesquisadas foram: residencial, comercial/serviços e industrial [85]. A Figura 3.5 ilustra a variação de custo unitário de interrupção UC como função da duração para os sistema Brasileiro.



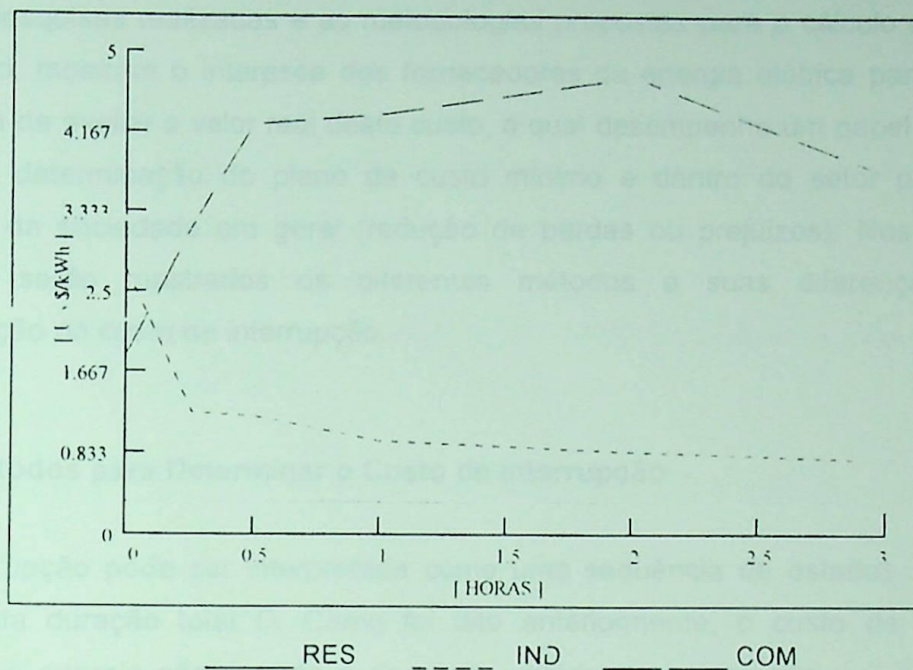


Figura 3.5 - Custo Unitário de Interrupção - Sistema Brasileiro

### 3.3 DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO

Geralmente para a estimação do custo de interrupção são selecionados para a análise os aspectos mais relevantes e marcantes do impacto econômico de uma interrupção, quais sejam: o montante de energia não suprida (kWh) e o custo unitário de interrupção (\$/kWh). As pesquisas realizadas indicam uma grande variação nos custos de interrupção UC de cada classe dos consumidores (residencial, comercial e industrial), variando desde valores menores que US\$ 1/kWh para classe residencial até US\$ 50/kWh, ou mais para certos prédios de escritórios [11,27,28].

Segundo as pesquisas, o custo final de uma dada interrupção depende de vários aspectos, em particular do valor da energia não atendida e da duração total da interrupção. Como foi dito anteriormente, o custo de interrupção reflete os prejuízos que incidem sobre os consumidores quando a empresa de energia elétrica não é capaz de atender sua demanda. Se as empresas de energia reduzem o seu custo de suprimento

(investimento e operação) com a redução de confiabilidade, seja diminuindo a reserva, permitindo a deterioração dos equipamentos existentes, ou adiando investimentos, o custo de interrupção incorrido pelos usuários da energia, aumenta. Por esta razão as diversas pesquisas realizadas e as metodologias propostas para o cálculo do custo de interrupção, mostram o interesse dos fornecedores da energia elétrica para encontrar uma forma de avaliar o valor real deste custo, o qual desempenha um papel importante, dentro da determinação do plano de custo mínimo e dentro do setor produtivo da economia da sociedade em geral (redução de perdas ou prejuízos). Nos parágrafos seguintes serão mostrados os diferentes métodos e suas diferenças para a determinação do custo de interrupção.

### 3.3.1 Métodos para Determinar o Custo de Interrupção

Uma interrupção pode ser interpretada como uma seqüência de estados  $x$  com uma determinada duração total  $D$ . Como foi dito anteriormente, o custo de interrupção depende da energia não suprida e do custo unitário de interrupção que é função da duração do corte. É por isto que as estimativas reais dos custos de perda de carga dependem que estes indicadores sejam determinados apropriadamente e corretamente.

As várias metodologias propostas para o cálculo do custo unitário de interrupção, diferem essencialmente na determinação da duração da interrupção e, como se sabe, este valor é fundamental para o cálculo deste custo.

#### 3.3.1.1 Método Proposto

Neste trabalho se apresenta uma metodologia para calcular o custo  $K_i$  de interrupção em sistemas de geração. Utilizando a simulação de Monte Carlo seqüencial para representar todos os aspectos cronológicos da operação do sistema, consegue-se determinar de forma exata o valor do custo das interrupções ou o valor da confiabilidade do sistema, através do índice LOLC (*Loss of Load Cost*).

Uma interrupção  $i$  pode ser descrita por um conjunto  $S_i$  de cortes de potência relacionadas com os sucessivos estados de falha, os quais fazem parte desta interrupção. O custo associado  $K_i$  (\$) definido para uma classe particular de consumidor é dado pela seguinte expressão:

$$K_i = \sum_{j \in S_i} PS_j \cdot D_j \cdot UC(D_j) \quad (3.1)$$

onde,

- $S_i$  estados de cortes de potência da interrupção  $i$
- $PS_j$  corte de potência (*power shortage*)  $j \in S_i$
- $D_j$  duração do corte  $j$
- $UC(D_j)$  custo unitário de interrupção (\$/kWh): usualmente uma função não linear de  $D_j$

Deve-se observar que  $PS_j \times D_j = ES_j$  representa a energia cortada  $j$  associada à interrupção  $i$ .

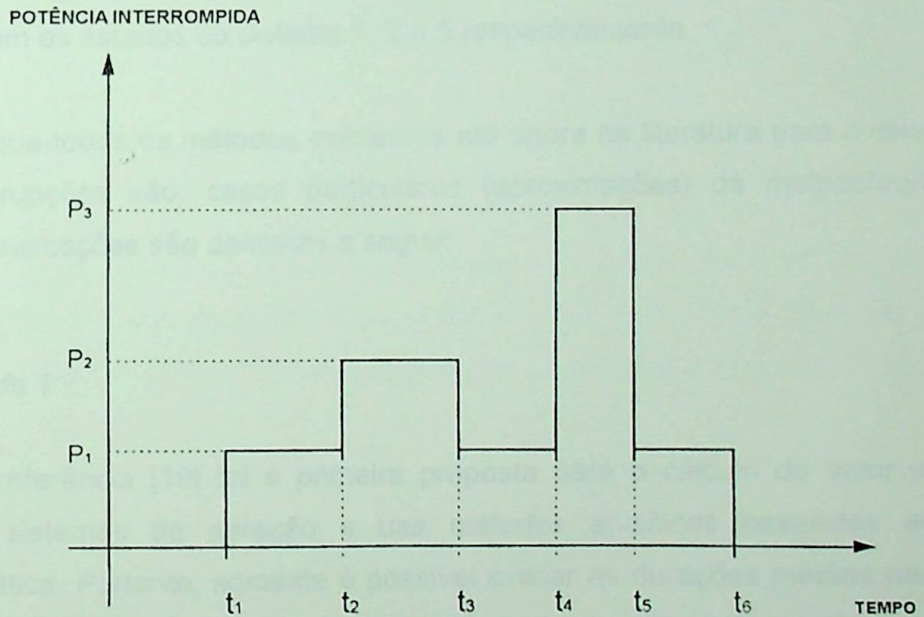


Figura 3.6 - Representação Gráfica de Uma Interrupção

O conceito anterior é aplicado à interrupção representada na Figura 3.6. Esta mostra uma interrupção entre os tempos  $t_1$  e  $t_6$ , com três diferentes níveis de potência cortada.

Para esta interrupção, a equação (3.1) pode ser escrita como:

$$K = (P_1 - 0)(t_6 - t_1) \times UC(t_6 - t_1) + (P_2 - P_1)(t_3 - t_2) \times UC(t_3 - t_2) + (P_3 - P_1)(t_5 - t_4) \times UC(t_5 - t_4) \quad (3.2)$$

que pode ser ainda reescrita da seguinte forma:

$$K = PS_1 D_1 UC(D_1) + PS_2 D_2 UC(D_2) + PS_3 D_3 UC(D_3) \\ = ES_1 UC(D_1) + ES_2 UC(D_2) + ES_3 UC(D_3) \quad (3.3)$$

onde,  $PS_1 = (P_1 - 0)$ ,  $D_1 = (t_6 - t_1)$  e  $ES_1 = PS_1 \times D_1$ ; similarmente para os outros termos.

Com o propósito de entender melhor os métodos propostos na literatura para calcular o custo  $K_i$  de uma determinada interrupção, considera-se que a interrupção da Figura 3.6 é repetida muitas vezes como necessário para caracterizar os valores das médias. Também, considera-se que os níveis de potência (interrupção de potência)  $P_1$ ,  $P_2$ , e  $P_3$  estão associados com os estados do sistema 1, 2 e 3 respectivamente.

Será demonstrado que todos os métodos existentes até agora na literatura para avaliar os custo das interrupções são, casos particulares (aproximações) da metodologia proposta. Estas aproximações são descritas a seguir:

### 3.3.1.2 Método 1

A metodologia da referência [19] foi a primeira proposta para o cálculo do valor da confiabilidade em sistemas de geração e usa métodos analíticos baseados em convolução matemática. Portanto, somente é possível avaliar as durações médias para cada estado analisado. Isto pode ser representado pela seguinte expressão geral:

$$K_i = \sum_{j \in S_i} n_j \times PS_j \times E\{D_j\} \times UC\left(E\{D_j\}\right) \quad (3.4)$$

onde,

$S_i$  estados de corte de potência da interrupção  $i$

$n_j$	número de sub-estados do estado $j$ .
$PS_j$	potência cortada ( <i>power shortage</i> ) no estado $j \in S_i$
$E\{D_j\}$	média da duração do estado $j$
$UC(E\{D_j\})$	custo unitário de interrupção (\$/kWh). Função não linear da média de $D_j$

Portanto, o custo de interrupção  $K1$  para a interrupção representada na Figura 3.6 é dado por:

$$K1 = 3P_1E\{D_1\}UC(E\{D_1\}) + P_2E\{D_2\}UC(E\{D_2\}) + P_3E\{D_3\}UC(E\{D_3\}) \quad (3.5)$$

onde,

$E\{D_1\}$ ,  $E\{D_2\}$ , e  $E\{D_3\}$  são os valores médios das durações associadas com os estados 1, 2 e 3, isto é:

$$\begin{aligned} E\{D_1\} &= [(t_2 - t_1) + (t_4 - t_3) + (t_6 - t_5)] / 3 \\ E\{D_2\} &= (t_3 - t_2) \\ E\{D_3\} &= (t_5 - t_4) \end{aligned} \quad (3.6)$$

As expressões (3.4), (3.5), (3.2) e (3.1) são equivalentes somente quando as funções  $UC$  forem *constantes* para todas as classes de consumidores. Usualmente, isto não é verdade e então a expressão (3.4) pode ser considerada como uma aproximação para expressão (3.1).

### 3.3.1.3 Método 2

Usando métodos analíticos ou de simulação não-sequencial [25], é possível amostrar as durações de acordo com as distribuições dos tempos de residência associados aos estados analisados. Nesta aproximação se substitui a duração completa de uma interrupção pela duração individual de cada estado de falha pertencente a cada interrupção. Isto pode ser representado pela seguinte expressão geral:



$$K_i = \sum_{j \in S_i} PS_j \times \left[ \sum_{n \in j} D_{jn} \times UC(D_{jn}) \right] \quad (3.7)$$

Portanto, o custo de interrupção K2 para a interrupção representada na Figura 3.6 é avaliado como :

$$K2 = P_1 \left[ D_{11} UC(D_{11}) + D_{12} UC(D_{12}) + D_{13} UC(D_{13}) \right] + P_2 \left[ D_2 UC(D_2) \right] + P_3 \left[ D_3 UC(D_3) \right] \quad (3.8)$$

onde,  $D_{11} = (t_2 - t_1)$ ,  $D_{12} = (t_4 - t_3)$  e  $D_{13} = (t_6 - t_5)$  representam as durações observadas (e amostradas) do estado 1, e  $D_2 = (t_3 - t_2)$  e  $D_3 = (t_5 - t_4)$ , representam as durações observadas (e amostradas) dos estados 2 e 3, respectivamente. Embora, as expressões (3.7), (3.8) e (3.1) sejam equivalentes somente quando as funções UC forem constantes para todas as classes de consumidores, os erros introduzidos pela utilização da média da duração D (média de  $D_1$ ) no método 2, são de fato minimizados pelo sorteio das diversas durações realizado no método 3. Entretanto, ainda fica faltando a conexão temporal entre as durações das falhas.

Nesta metodologia utiliza-se a enumeração dos níveis de carga e o sorteio de Monte Carlo não seqüencial para as falhas dos geradores. A duração de cada estado de falha é obtida a partir de amostragens numa distribuição exponencial. Ressalta-se que, esta modelagem assume implicitamente que o processo estocástico falha/reparo dos componentes é um processo Markoviano. Ao utilizar a simulação não seqüencial de Monte Carlo para amostrar os estados dos geradores, o modelo continua a utilizar a representação por espaço de estados, então a análise de cada estado é feita como uma "fotografia" do sistema, não se levando em conta os aspectos cronológicos da operação [50].

#### 3.3.1.4 Método 3

A metodologia proposta na referência [26] baseia-se na combinação da simulação não seqüencial de Monte Carlo para amostrar os estados de falha do sistema e, a simulação seqüencial que é aplicada somente à subsequência dos estados vizinhos que definem -

completamente a interrupção. Portanto, leva-se em conta os aspectos cronológicos da operação do sistema e, avalia o custo de interrupção  $K_i$  usando somente a duração total da interrupção para a determinação do custo unitário de interrupção. A expressão geral utilizada para este cálculo é a seguinte:

$$K_i = \left[ \sum_{j \in S_i} ES_j \right] \times UC \left( \sum_{j \in S_i} D_j \right) \quad (3.9)$$

Para calcular o custo de interrupção  $K_3$  para a interrupção representada pela Figura 3.6, baseado na expressão (3.9), pode-se escrever a seguinte equação:

$$K_3 = ES \times UC(D_1) = \left( \sum_{j \in S_i} ES_j \right) \times UC(D_1) \quad (3.10)$$

$$K_3 = (ES_1 + ES_2 + ES_3) \times UC(D_1)$$

como na expressão (3.3),  $D_1 = (t_6 - t_1)$ , representa a duração total da falha, e  $ES$  como pode-se perceber na equação (3.10) representa a energia total interrompida. Em geral, o custo  $K_3$  está mais próximo do valor verdadeiro do custo  $K$  da expressão (3.3) em comparação ao valor  $K_2$  da expressão (3.8). Embora a conexão temporal entre os estados de falha seja mantida nesta metodologia (leva em conta os aspectos cronológicos da operação), os cortes 2 e 3 de potência são avaliados usando a duração total  $D_1$ , em vez dos valores correspondentes das durações  $D_2$  e  $D_3$ .

### 3.4 CUSTO DE PERDA DE CARGA - LOLC

O valor esperado do somatório do custo de interrupção  $K$  do sistema nas expressões (3.1), (3.2) ou (3.3) num período (semanal, mensal, anual, etc.) pode ser denominado como custo da perda de carga, ou simplesmente LOLC.

Nos últimos anos, as metodologias analíticas e de simulação têm sido utilizadas para avaliar o índice LOLC, especialmente por que permite quantificar o valor da confiabilidade em termos econômicos. Os métodos de simulação de Monte Carlo têm recebido alguma atenção na avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração

[21-24]. O maior esforço para calcular o índice LOLC foi realizado nas análises da confiabilidade global (composta) [25-28]. Infelizmente os métodos analíticos podem produzir somente aproximações para o índice LOLC [19], já que, se calculam durações médias, e como se sabe [9,10], os custos unitários de interrupção variam com o comprimento das interrupções. Na referência [25] com o propósito de vencer as dificuldades anteriores, foi introduzido um interessante truque, baseado na amostragem das durações dos estados de falha do sistema. De qualquer modo, a conexão dos estados de falha da interrupção não são considerados.

Na realidade, somente as metodologias seqüenciais [21,22,24,27] e pseudo-seqüenciais [26,28] de Monte Carlo podem calcular o índice LOLC, pois nestes métodos são levados em conta os aspectos cronológicos, condição muito importante para poder considerar com exatidão a duração das interrupções.

No cálculo do custo da confiabilidade, a correlação temporal entre os estados  $x$  que formam uma interrupção deve ser mantida e com isto, as variáveis aleatórias energia não suprida e custo unitário de interrupção  $UC$  da expressão (3.1) serão estimadas em forma correta, pela metodologia proposta neste trabalho. A formulação geral para a determinação do índice LOLC é apresentada a seguir:

$$LOLC = E \left[ \sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j \tag{3.11}$$

A expressão anterior utiliza a freqüência de interrupção  $f_j$  ao invés da probabilidade como acontece na equação (2.1), pois o objetivo é avaliar o somatório do custo de interrupção do sistema  $K$  num período especificado  $I$ , ou seja, determinar o valor médio (valor esperado) do custo de interrupção neste período. Normalmente na maioria dos estudos este período é anual.

A expressão (2.27) permite estimar o valor esperado da função teste  $G$  ( $E(G)$ ). Portanto, o valor esperado do custo de perda carga LOLC, pode ser calculado considerando a seguinte função teste  $G(y_k)$ :

$$G(y_k) = \begin{cases} 0 \rightarrow y_k \text{ é sucesso} \\ K / D \rightarrow y_k \text{ é falha} \end{cases} \tag{3.12}$$

Lembre-se que  $y_k$  é a série sintética de estados  $x$  do sistema no ano  $k$ . Combinando esta definição da função teste com a equação (3.12), pode-se reescrever a expressão para calcular o valor do LOLC [79], assim:

$$LOLC = E \left[ \sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j = \sum_{j \in I} (p_j / D_j) K_j \quad (3.13)$$

onde,

$p_j$  probabilidade de interrupção  $j$  no período  $l$ .

$D_j$  duração de interrupção  $j$  no período  $l$

$K_j$  custo de interrupção  $j$  no período  $l$

Considerando o valor de interrupção  $K$  das expressões (3.1)-(3.3), o custo total de interrupção para um período dado de análise  $T$ ,  $LOLC_T$ , segundo a metodologia proposta neste trabalho é avaliado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} LOLC_T &= \sum_{i=1}^N K_i = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in S_i} ES_j \times UC(D_j) \\ &= \sum_{i=1}^N \sum_{j \in S_i} PS_j \times D_j \times UC(D_j) \end{aligned} \quad (3.14)$$

onde  $N$  representa o número de interrupções. O custo de perda de carga por interrupção,  $LOLCI$  (\$/int.), é a média do custo total em  $N$  amostras de interrupções e é calculado pela seguinte expressão:

$$LOLCI = \frac{1}{N} \times LOLC_T \quad (3.15)$$

O custo de perda carga por ano,  $LOLC$  (\$/ano), tomando como base um período de 8760 horas ( $365 \times 24 = 8760$ ), é a média do custo total no período de estudo  $T$  e é calculado pela seguinte expressão:

$$LOLC = \frac{8760}{T} \times LOLC_T \quad (3.16)$$

A expressão (3.16) é equivalente ao valor médio calculado a partir de N amostras anuais (i.e. 8760 horas) de índices LOLC. Em muitos estudos costuma-se considerar o ano constituído por 8736 horas ( $364 \times 24 = 8736$ ), a razão desta prática é que o número de semanas em 8736 horas é 52, um número exato, o qual facilita os cálculos, especialmente quando os dados de carga são recolhidos por hora semanalmente no entanto, em 365 dias o número de semanas não é um valor exato.

A principal dificuldade na avaliação exata do índice LOLC é a dependência do custo unitário de interrupção UC com a duração da interrupção. Com a metodologia proposta neste trabalho este problema é resolvido e, os valores obtidos para este indicador são os valores reais.

Conforme mencionado anteriormente, a maioria das metodologias propostas para o cálculo dos índices de confiabilidade de um sistema de potência estão baseadas na representação por espaço de estados (métodos analíticos e simulação não seqüencial), e portanto, não podem produzir corretamente as durações das interrupções. A única metodologia existente até agora, que calcula realmente as durações das interrupções em forma exata, é a simulação de Monte Carlo seqüencial. Esta técnica permite representar explicitamente o processo de falha e reparo dos geradores ou dos componentes de um sistema, e a variação temporal da demanda.

Uma das grandes limitações existentes nos modelos de confiabilidade é a falta de parâmetros ou indicadores que determinem de forma explícita o valor da confiabilidade. Estes modelos produzem resultados de índices que são medidas relativas da confiabilidade do sistema que em nenhum momento expressam o impacto econômico das interrupções.

A estimação do índice LOLC permite realizar análises mais diretas e claras da confiabilidade de um sistema, pois fornece indicações dos aspectos econômicos que relacionam os usuários com as interrupções no fornecimento. Portanto, o índice LOLC complementa as informações relativas a qualidade de suprimento obtidas com outros índices.

### 3.4.1 Custo de Perda de Carga - LOLC- por Barra

Neste trabalho, na avaliação da confiabilidade da capacidade de geração, o modelo da carga considerado é a demanda horária total do sistema. Nas análises por barra, esta demanda é distribuída em cada barra do sistema, o qual admite a representação das características das classes de consumidores em cada nó. Os picos de carga por barra neste caso são correlacionados. Em outras metodologias [28] as análises são feitas considerando diretamente a carga existente em cada barra do sistema, mantendo também, as características das classes de consumidores. Nesta modelagem da carga os picos por barra são não correlacionados, permitindo-se representar a sazonalidade.

Geralmente as concessionárias de energia elétrica estabelecem *políticas de corte* de energia quando acontece uma interrupção. O objetivo principal destas políticas é produzir o menor prejuízo no setor produtivo da sociedade.

Os índices do sistema do tipo LOLE, podem ser calculados independentemente das políticas de corte de carga por barra. Entretanto, isto não é adequado nem conveniente para o índice LOLC pois, na maioria dos casos, a representação das cargas por barra traz informações em relação à composição das classes de consumidores, que em termos de custo de interrupção possuem características distintas. Como pode ser observado nas Figuras 3.4 e 3.5, cada classe possui sua própria função custo, e portanto, o índice LOLC do sistema será corretamente avaliado somente se uma política de corte de carga por barra for pré-estabelecida.

Em geral, as cargas são classificadas de acordo com a sua importância em duas categorias de corte, as quais estabelecem prioridades de corte de energia nas diferentes classes de consumidores do sistema. Esta classificação permite controlar os cortes de potência quando acontece uma interrupção, começando pelos consumidores que sofrem menos prejuízos (menor custo de corte de carga) até atingir finalmente os consumidores com mais perdas ou prejuízos causados por um corte de potência (alto custo de perda de carga). Estes últimos consumidores representam o setor produtivo da economia e os cortes nesta classe de usuários depende diretamente do montante de energia da interrupção. Na realidade os consumidores são classificados em: consumidores com cargas de corte instantâneo ou interruptíveis (I) e, consumidores com cargas de corte restritivo ou carga firme (F). As cargas (I) envolvem usualmente os setores residencial e comercial, enquanto as cargas (F) envolvem só setores industriais.

Adicionalmente à classificação feita por classes de consumidores, as concessionárias normalmente dividem as barras do sistema por áreas ou conjuntos de barras agrupadas sob certos padrões econômicos, estabelecendo com este critério uma ordem de importância para as barras do sistema (de menor para maior). Esta divisão das barras normalmente está relacionada com aspectos socio-econômicos da comunidade.

Como foi dito anteriormente, um critério normalmente estabelecido dentro das cargas (I) é cortar estas cargas da menos importante até a mais importante, relacionando a sua importância com os prejuízos causados a cada uma delas. Se mais de uma barra está igualmente qualificada, a quantidade de potência a ser cortada entre as barras é definida através de um critério de proporcionalidade do montante de carga a ser cortada e a carga própria de cada barra. Claro que, sempre que possível cargas residenciais são sempre as primeiras a serem cortadas.

Cargas do tipo (F) são atingidas depois de se rejeitar ou cortar todas as cargas (I) do sistema ou de uma área. Na classe de cargas (F) o corte é executado sem importar o grupo de barras a que pertençam, ou seja, todas as barras tem a mesma importância e portanto a carga é cortada simultaneamente em todas. Usualmente a quantidade de carga a ser cortada nas barras contendo cargas industriais é definida a partir de um critério proporcional de corte: grandes consumidores industriais serão mais afetados em termos absolutos de potência (potência cortada será maior) do que os pequenos consumidores desta mesma categoria.

Se o corte de carga atinge os usuários com cargas (F) todos eles sofrerão corte de energia, simultaneamente, mas em forma proporcional a sua carga. Prioridades podem também ser assumidas se algum tipo de acordo ou contrato for estabelecido *a priori* entre os consumidores industriais e a concessionária de energia elétrica. O principal objetivo é a minimização direta ou indireta dos custos de interrupção.

A equação (3.16) pode ser aplicada para cada barra do sistema. O índice LOLC total para o sistema será obtido pela soma dos índices LOLCs calculados para cada barra.

Deve ser enfatizado que a representação das barras do sistema na avaliação da confiabilidade da capacidade de geração aumenta marginalmente o esforço computacional. Entretanto, os benefícios de ter índices de confiabilidade para avaliar o



déficit de geração por barra e para o sistema são enormes segundo o explicado nos parágrafos anteriores.

Com o propósito de ter uma maior compreensão do critério de corte da carga, se mostrará no Apêndice A um exemplo de aplicação dos processos de corte e reposição da carga das barras de um sistema de potência, segundo o critério adotado neste trabalho.

### 3.5 EXEMPLO NUMÉRICO

Para ilustrar os conceitos expostos anteriormente, sobre a metodologia proposta neste trabalho, considera-se um pequeno sistema hipotético - SH composto de duas unidades geradoras com capacidade de 10 MW cada e uma carga constante de 20 MW. As características destas unidades são mostradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Taxas de Falha e Reparo SH

Número de unidades	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (F/Hora)	Taxa de Reparo (R/Hora)
1	10.00	0.05	0.45
1	10.00	0.05	0.45

Com este exemplo se mostrará a funcionalidade do algoritmo proposto para o cálculo de todos os índices normais de confiabilidade e a determinação do índice LOLC, todos estes parâmetros calculados para o sistema e por barra. Além disto, estes resultados mostrarão uma saída típica do programa desenvolvido neste trabalho.

Para poder avaliar os custos de perda de carga, foi necessário considerar funções hipotéticas de custos unitários de interrupção, os quais são considerados nas seguintes expressões:

$$UC_1(D) = 4$$

$$UC_2(D) = 5 \times D^{-0.3}, \text{ com } UC_2 = 5 \times 0.05^{-0.3} \text{ para todo } D \leq 0.05$$

$$UC_3(D) = 3 \times D^{0.4}$$

Os valores destas funções dos custos unitarios de interrupção, estão representados na seguinte Figura 3.7.

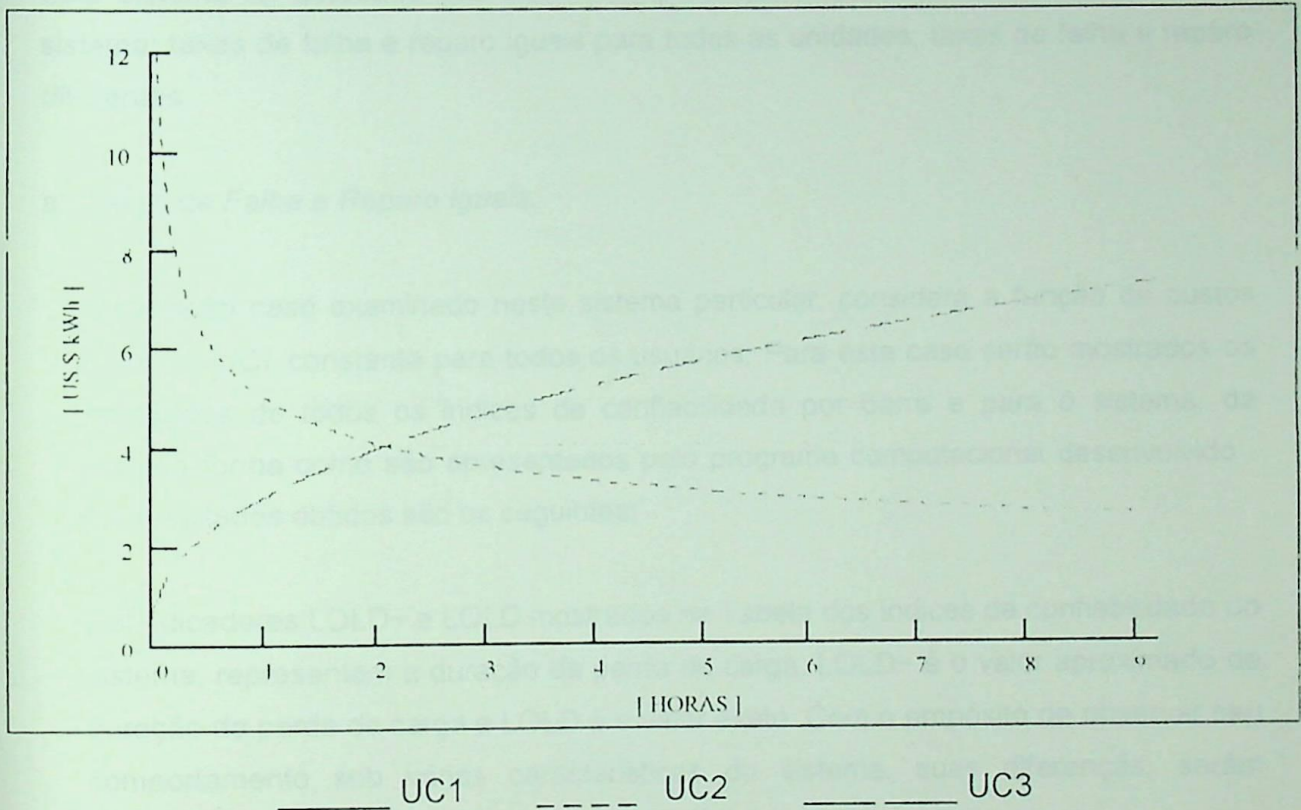


Figura 3.7 - Funções de Custo Unitário de Interrupção UC - Sistema Hipotético

A seguir são apresentados os resultados para este exemplo, de acordo ao algoritmo proposto neste trabalho.

### 3.5.1 Resultados

Em forma geral, estes resultados são apresentados na primeira parte numa Tabela com os valores dos índices LOLP, LOLE, LOLF, LODL, EPNS e EENS para o sistema junto com o valor do coeficiente de variação  $\beta$  ou parâmetro de convergência do processo.

Na Tabela seguinte são apresentados os resultados para o índice LOLC por barra e para o sistema. Nas Tabelas restantes são apresentados em seqüência os resultados por barra para os índices LOLP, LOLE, LOLF, LOLD, EENS e EPNS.

As barras de carga consideradas neste exemplo, junto com os seus fatores de participação são também hipotéticas. Estes valores podem ser observados na Tabela A.1 e A.2 do Apêndice A.

Este sistema foi estudado sob duas condições das características dos geradores do sistema: taxas de falha e reparo iguais para todas as unidades; taxas de falha e reparo diferentes.

a. *Taxas de Falha e Reparo Iguais.*

O primeiro caso examinado neste sistema particular, considera a função de custos unitários  $UC_1$  constante para todos os usuários. Para este caso serão mostrados os resultados de todos os índices de confiabilidade por barra e para o sistema, da mesma forma como são apresentados pelo programa computacional desenvolvido. Os resultados obtidos são os seguintes:

Os indicadores  $LOLD_{\sim}$  e  $LOLD$  mostrados na Tabela dos índices de confiabilidade do sistema, representam a duração de perda de carga.  $LOLD_{\sim}$  é o valor aproximado de duração da perda de carga e  $LOLD$  é o valor exato. Com o propósito de observar seu comportamento sob várias características do sistema, suas diferenças, serão descritas amplamente nos parágrafos seguintes.

SETOR	LOLD	PARTICIPAÇÃO
INDUSTRIAL	20.000	10%
COMERCIAL	20.000	10%
RESIDUAL	20.000	10%

PERÍODO DE ESTUDO = 100 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. β (%)
LOLP	0.189890E+00	0.435384
LOLE	69.309708 (d/A) 1663.432980 (h/A)	0.435434
LOLF	0.709800E+03 (Oc/A) 0.194466E+01 (Oc/D) 0.810274E-01 (Oc/H)	0.309195
LOLD~	0.267596E-03 (Anos) 0.097672 (Dias ) 2.344139 (Horas)	0.380496
LOLD	0.267526E-03 (Anos) 0.097647 (Dias ) 2.343524 (Horas)	0.386567
EPNS	0.199892E+01 (MW)	0.460657
EENS	17510.509800 (MWH)	0.460663

BARRA	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. β (%)
1	8.057702	0.519
2	25.076517	0.449
3	1.705140	0.550
4	21.894957	0.468
5	13.307396	0.434
SISTEMA	70.041710	0.459

SETOR	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	29.010124	41.418
COMERCIAL	36.262646	51.773
INDUSTRIAL	4.768923	6.809

BARRA	LOLP	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.189889	0.434
2	0.189889	0.434
3	0.189889	0.434
4	0.189889	0.434
5	0.189889	0.434

BARRA	LOLE		COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(d/A)	(h/A)	
1	69.309380	1663.425170	0.434
2	69.309380	1663.425170	0.434
3	69.309380	1663.425170	0.434
4	69.309380	1663.425170	0.434
5	69.309380	1663.425170	0.434

BARRA	LOLF			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Oc/A)	(Oc/D)	(Oc/H)	
1	709.830017	1.944740	0.081031	0.308
2	709.869995	1.944849	0.081035	0.308
3	709.830017	1.944740	0.081031	0.308
4	709.869995	1.944849	0.081035	0.308
5	709.830017	1.944740	0.081031	0.308

BARRA	LOLD~			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(ANOS)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000268	0.097668	2.344036	0.381
2	0.000268	0.097663	2.343909	0.381
3	0.000268	0.097668	2.344036	0.381
4	0.000268	0.097663	2.343909	0.381
5	0.000268	0.097668	2.344036	0.381

BARRA	LOLD			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000268	0.097642	2.343413	0.387
2	0.000267	0.097637	2.343281	0.387
3	0.000268	0.097642	2.343413	0.387
4	0.000267	0.097637	2.343281	0.387
5	0.000268	0.097642	2.343413	0.387

BARRA	EENS ( MWH )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	2014.424680	0.519
2	6269.128420	0.449
3	426.285156	0.550
4	5473.739260	0.468
5	3326.850340	0.434
SISTEMA	17510.427700	0.459

SETOR	EENS ( MWH )	PARTICIPAÇÃO ( % )
RESIDENCIAL	7252.531250	41.418
COMERCIAL	9065.661130	51.773
INDUSTRIAL	1192.230830	6.809



BARRA	EPNS ( MW )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.229957	0.519
2	0.715654	0.449
3	0.048663	0.550
4	0.624856	0.468
5	0.379777	0.434
SISTEMA	1.998907	0.459

O *segundo* caso examinado neste sistema particular, considera a função de custos unitários  $UC_2$  constante para todos os usuários. As demais condições do sistema são as mesmas do primeiro caso. Os resultados apresentados neste caso, se referem somente ao custo de perda de carga LOLC por barra e para o sistema, que é o único que apresenta valores diferentes dos valores dos índices do primeiro caso.

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	7.306411	0.450
2	22.202660	0.371
3	1.558912	0.486
4	19.532047	0.391
5	11.683946	0.355
SISTEMA	62.283978	0.382

SETOR	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO ( % )
RESIDENCIAL	25.471003	40.895
COMERCIAL	31.838770	51.119
INDUSTRIAL	4.974223	7.986

O *terceiro* caso examinado neste sistema particular, considera a função de custos unitários  $UC_3$  constante para todos os usuários. As demais condições do sistema são as mesmas do primeiro caso. Os resultados mostrados, se referem somente ao custo

de perda de carga LOLC por barra e para o sistema, que é o único índice que apresenta valores diferentes dos valores dos índices do primeiro caso.

BARRA	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	10.280876	0.646
2	32.819427	0.592
3	2.155976	0.672
4	28.430403	0.606
5	17.567675	0.580
SISTEMA	91.254349	0.599

SETOR	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	38.297527	41.968
COMERCIAL	47.871910	52.460
INDUSTRIAL	5.084933	5.572

A Tabela seguinte, mostra um resumo dos custos de perda de carga obtidos para este sistema hipotético

Função UC	LOLC (1x10 <sup>6</sup> \$/ano)
UC <sub>1</sub> Constante	70.04
UC <sub>2</sub> Constante	62.28
UC <sub>3</sub> Constante	91.25

Na Tabela seguinte se apresentam os resultados para o sistema hipotético, considerando os três casos particulares da metodologia proposta neste trabalho. Os erros nos custos são calculados como um percentual do valor correto K dado pela expressão (3.1). Estes valores são razoavelmente elevados devido às características carga/geração deste sistema hipotético. LOLC(K1) indica que tal índice foi calculado baseado nos conceitos apresentados pelo *método 1*; similarmente, para LOLC(K2) e LOLC(K3) se utilizaram os conceitos dos métodos 2 e 3 respectivamente. Valores

menores que os valores corretos mostrados na Tabela anterior.

Custo Unit. de Int.	LOLC Erro (%)		
	LOLC(K1)	LOLC(K2)	LOLC(K3)
UC <sub>1</sub>	0	0	0
UC <sub>2</sub>	16.73	5.99	-2.03
UC <sub>3</sub>	-25.41	-7.76	2.32

Para realizar uma comparação consistente entre LOLC(K1), que é essencialmente obtido por um procedimento analítico, e os outros métodos, os quais são baseados em simulação, as durações amostradas pelo método de Monte Carlo seqüencial foram usadas para produzir os valores médios das durações que seriam os parâmetros equivalentes dos processos analíticos de convolução. No caso do índice LOLC(K2), as conexões cronológicas foram apropriadamente desconsideradas.

Claramente o desempenho do *método 3* é superior ao do *método 2*, e este bem superior ao do *método 1*. Em geral, se taxas de falha ou os tempos médios de reparo dos geradores aumentam, os erros introduzidos por esses métodos também aumentam.

Como era de se esperar, para custos unitários constantes, i.e. UC<sub>1</sub>, todas as três aproximações proporcionam o mesmo resultado. Neste caso, os métodos analíticos podem ser utilizados com total segurança. Se os custos unitários decrescem com a duração da interrupção, i.e. UC<sub>2</sub>, os erros introduzidos pelos *métodos 1, 2 e 3*, são respectivamente, 16.7%, 5.99% e -2.03%. Neste caso, o *método 2* aumenta os custos além do valor correto visto que, ao se desconectar cronologicamente os estados de falha, custeia-se as interrupções por durações menores. Como durações menores implicam em custos mais elevados, no caso de se utilizar o custo unitário UC<sub>2</sub>, o *método 2* exhibe um erro positivo. No caso do *método 3* o erro introduzido é negativo visto que custeia toda a energia cortada pela duração total da interrupção, não percebendo que certos blocos de energia são cortados por um tempo inferior. Como para este custo unitário, durações maiores implicam em custos menores, o custo obtido pelo *método 3* é menor do que o valor correto.

Se os custos unitários decrescem como o tamanho da duração, i.e. UC<sub>3</sub>, os erros introduzidos pelos métodos 1, 2 e 3, são respectivamente, -25.7%, -7.76% e 2.32%.

Neste caso, em relação aos valores corretos, o *método 2* diminui seu custo enquanto que o *método 3* aumenta.

b. *Taxas de Falha e Reparo Diferentes*

De forma a aumentar o número de aprofundamentos de corte de potência durante um período de interrupção, ambas as taxas de falha e reparo de uma das unidades geradoras são multiplicadas por dez, ou seja os parâmetros desta unidade serão dez vezes maior que os parâmetros da outra unidade do sistema considerado. Estes valores são apresentados na Tabela 3.2. Os resultados dos casos estudados são mostrados a seguir:

Tabela 3.2 - Taxas de Falha e Reparo SH (aumento 1000% do caso base)

Número de unidades	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (F/Hora)	Taxa de Reparo (R/Hora)
1	10.00	0.05	0.45
1	10.00	0.50	4.50

O *primeiro caso* examinado neste sistema particular, sob as condições descritas anteriormente, considera a função de custos unitários  $UC_1$  constante para todos os usuários. Para este caso são mostrados os resultados de todos os índices por barra e para o sistema da mesma forma como são apresentados pelo programa computacional desenvolvido. Como pode-se observar os valores dos índices são diferentes aos encontrados para o primeiro caso da condição a. (taxas de falha e reparo iguais) Os resultados obtidos são os seguintes:

PERÍODO DE ESTUDO = 100 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. β (%)
LOLP	0.190471E+00	0.368726
LOLE	69.521820 (d/A) 1668.523800 (h/A)	0.368711
LOLF	0.391539E+04 (Oc/A) 0.107271E+02 (Oc/D) 0.446962E+00 (Oc/H)	0.156651
LOLD~	0.486660E-04 (Anos) 0.017763 (Dias ) 0.426314 (Horas)	0.439284
LOLD	0.486467E-04 (Anos) 0.017756 (Dias ) 0.426145 (Horas)	0.436709
EPNS	0.200451E+01 (MW)	0.388368
EENS	17559.523400 (MWH)	0.388395

BARRA	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. β (%)
1	8.076934	0.423
2	25.148994	0.380
3	1.708909	0.439
4	21.954782	0.393
5	13.348186	0.368
SISTEMA	70.237801	0.387

SETOR	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	29.099028	41.429
COMERCIAL	36.373745	51.787
INDUSTRIAL	4.764976	6.784

BARRA	LOLP	COEF. DE VAR. β (%)
1	0.190471	0.368
2	0.190471	0.368
3	0.190471	0.368
4	0.190471	0.368
5	0.190471	0.368

BARRA	LOLE		COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(d/A)	(h/A)	
1	69.521812	1668.523560	0.368
2	69.521812	1668.523560	0.368
3	69.521812	1668.523560	0.368
4	69.521812	1668.523560	0.368
5	69.521812	1668.523560	0.368

BARRA	LOLF			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Oc/A)	(Oc/D)	(Oc/H)	
1	3918.280030	10.735014	0.447292	0.156
2	3918.280030	10.735014	0.447292	0.156
3	3918.280030	10.735014	0.447292	0.156
4	3918.280030	10.735014	0.447292	0.156
5	3918.280030	10.735014	0.447292	0.156

BARRA	LOLD~			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000049	0.017750	0.425998	0.438
2	0.000049	0.017737	0.425684	0.438
3	0.000049	0.017750	0.425998	0.438
4	0.000049	0.017737	0.425684	0.438
5	0.000049	0.017750	0.425998	0.438

BARRA	LOLD			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000049	0.017743	0.425831	0.435
2	0.000049	0.017730	0.425517	0.435
3	0.000049	0.017743	0.425831	0.435
4	0.000049	0.017730	0.425517	0.435
5	0.000049	0.017743	0.425831	0.435

BARRA	EENS ( MWH )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	2019.233280	0.423
2	6287.250000	0.380
3	427.227234	0.439
4	5488.696780	0.393
5	3337.047120	0.368
SISTEMA	17559.453100	0.387

SETOR	EENS ( MWH )	PARTICIPAÇÃO ( % )
RESIDENCIAL	7274.757320	41.429
COMERCIAL	9093.435550	51.787
INDUSTRIAL	1191.243900	6.784

BARRA	EPNS ( MW )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.230506	0.423
2	0.717723	0.380
3	0.048770	0.439
4	0.626563	0.393
5	0.380941	0.368
SISTEMA	2.004504	0.387

O *segundo caso* examinado neste sistema particular, sob as condições descritas anteriormente, considera a função de custos unitários,  $UC_2$ , constante para todos os usuários. As Tabelas mostram os resultados deste caso somente levando em consideração o valor dos custos de interrupção por barra e para o sistema. Além disto, se apresentam os montantes de participação por classe de usuário no valor do custo de interrupção do sistema. Os valores dos demais índices de confiabilidade são iguais aos apresentados nas Tabelas do primeiro caso do item b, isto é, não mudam:

BARRA	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	11.087452	0.301
2	33.281162	0.230
3	2.375436	0.327
4	29.392960	0.251
5	17.436497	0.209
SISTEMA	93.573502	0.242

SETOR	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	38.011673	40.622
COMERCIAL	47.514481	50.778
INDUSTRIAL	8.047329	8.600

O terceiro caso examinado neste sistema particular, sob as condições descritas anteriormente, considera a função de custos unitários,  $UC_3$ , constante para todos os usuários. As Tabelas mostradas com os resultados deste caso representam somente o valor dos custos de interrupção por barra e para o sistema, além disto, se apresentam os montantes de participação por classe de usuário no valor do custo de interrupção do sistema. Os valores dos restantes índices de confiabilidade são iguais aos apresentados nas Tabelas do primeiro caso do item b, isto é, não mudam:

BARRA	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	6.890981	0.687
2	22.522818	0.682
3	1.432591	0.689
4	19.371056	0.683
5	12.150074	0.681
SISTEMA	62.367519	0.682

SETOR	LOLC (US \$ x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	26.487143	42.469
COMERCIAL	33.108856	53.087
INDUSTRIAL	2.771458	4.444

A tabela seguinte mostra um resumo dos custos de interrupção para o sistema hipotético sob a condição de taxas de falha e reparo diferentes. Os resultados estão baseados na expressão (3.1) do método proposto.

Função UC	LOLC ( $1 \times 10^6$ \$/ano)
UC <sub>1</sub> Constante	70.23
UC <sub>2</sub> Constante	93.57
UC <sub>3</sub> Constante	62.36

Na tabela seguinte se mostram os resultados o SH, considerando as três aproximações, enfatizando as diferenças entre os métodos para esta condição de análise.

Custo Unit. de Int.	LOLC Erro (%)		
	LOLC(K1)	LOLC(K2)	LOLC(K3)
UC <sub>1</sub>	0	0	0
UC <sub>2</sub>	30.1	11.86	-3.59
UC <sub>3</sub>	-45.7	-21.66	4.41

É muito difícil inferir *a priori* a partir das taxas de falha e reparo das unidades geradoras, dos custos unitários de interrupção, das características da carga, etc., se os erros introduzidos serão o não aceitáveis. Embora os métodos aproximados (*métodos 1, 2 e 3*) sejam mais fáceis de serem implementados, os erros introduzidos são imprevisíveis.

Dos resultados encontrados para este exemplo de aplicação, podemos deduzir que o sistema de geração com taxas de falha e reparo iguais, apresenta um valor de custo de perda de carga LOLC maior quando se considera uma função de custo de interrupção crescente com a duração, neste caso UC<sub>3</sub>. Ao se considerar as taxas de falha e reparo de um dos geradores dez vezes maior do que outro, o custo de perda de carga LOLC é maior quando se assume uma função de custo de interrupção decrescente com a duração, neste caso UC<sub>2</sub>. Este resultado é devido à duração média de interrupção que diminui na última situação como consequência do aumento da frequência de interrupção, em torno a 5 vezes e meia em relação à primeira situação, e portanto a

função de custo unitário de interrupção  $UC_2$  apresenta valores altos para durações baixas.

Para o caso de se ter o sistema de geração com taxas de falha e reparo iguais, a barra que apresenta o menor custo de interrupção é a barra 3, porque tem a menor carga do sistema. Para esta mesma situação, a barra que apresenta o maior custo de interrupção é a barra 2 porque tem um montante de carga residencial alto em relação às demais barras e, segundo o critério de corte, a classe residencial é mais afetada pelas interrupções. No caso de serem as taxas de falha e reparo diferentes o comportamento não muda.

É importante salientar que nos resultados apresentados nas Tabelas anteriores para este sistema hipotético de dois geradores, os valores obtidos para o índice LOLD têm dois resultados: um valor aproximado descrito por  $LOLD\sim$ , e um valor real representado por  $LOLD$ . Estes dois parâmetros calculam médias anuais da duração de corte de carga, só que a forma de avaliação para cada um é diferente:

a.  $LOLD\sim$ : é calculado a partir da relação entre o valor do índice LOLP e o valor do índice LOLF estimados ano a ano, ou seja, seu valor representa um valor de duração de perda de carga anual, calculando-se uma média destes valores anuais ao final do período de estudo. A seguinte expressão (3.17) estima este valor médio, considerado como um valor aproximado do valor real :

$$\overline{LOLD\sim} = \frac{1}{NY} \sum_{i=1}^{NY} \frac{LOLP_i}{LOLF_i} = \frac{1}{NY} \sum_{i=1}^{NY} LOLD_i \quad (3.17)$$

b.  $LOLD$ : é calculado a partir da relação entre o valor da média do índice LOLP e o valor da média do índice LOLF, calculados no período de estudo. A expressão (3.18) mostra a forma de calcular este parâmetro e, pode-se perceber que neste caso este depende do comportamento de duas variáveis aleatórias, LOLP e LOLF:

$$\overline{LOLD} = \frac{(\overline{LOLP})}{(\overline{LOLF})} = \frac{\frac{1}{NY} \sum_{i=1}^{NY} LOLP_i}{\frac{1}{NY} \sum_{i=1}^{NY} LOLF_i} = \frac{\sum_{i=1}^{NY} LOLP_i}{\sum_{i=1}^{NY} LOLF_i} \quad (3.18)$$

A estimativa através da expressão (3.18) é o valor real da duração média de perda de carga, porque é a avaliação da amostra dos valores das variáveis aleatórias LOLP e LOLF em todo o período de estudo e, estas amostras são bastante representativas para estimar o valor médio da LOLD. No caso a estas amostras não são representativas porque são tomadas ano a ano.

Os valores da duração de perda de carga para os casos a e b são semelhantes só quando um sistema tem um número alto de interrupções por ano, ou seja, as amostras anuais para o caso a são bastante representativas. Portanto, nestes casos a média dos valores anuais  $LOLD_{\sim}$  no período de estudo, é muito próxima da média LOLD dos valores médios da LOLP e LOLF em todo o período de estudo. Isto acontece porque a probabilidade e a frequência de falha anuais são quase iguais às médias (valor esperado) destas variáveis aleatórias no período de estudo.

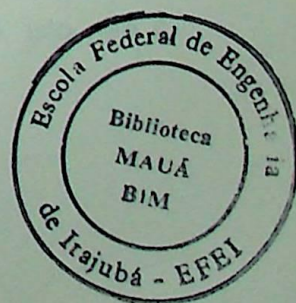
Pode-se observar dos resultados anteriores para sistema hipotético, que estes dois índices, que avaliam a duração media de corte de carga  $LOLD_{\sim}$  e LOLD, apresentam valores muitos semelhantes.

### 3.6 CONCLUSÕES

O custo de interrupção é determinado de forma direta pelos montantes de energia cortada e a duração da interrupção. A avaliação destes parâmetros de forma exata, permite calcular o valor real dos custos de perda de carga de um sistema.

A principal dificuldade na avaliação exata do LOLC é a dependência do custo unitário de interrupção UC com a duração da falha, que é um dos aspectos que mais influenciam os resultados.

A metodologia proposta neste trabalho determina de forma mais precisa o custo de interrupção e o custo de perda de carga para um sistema de geração. As outras metodologias propostas ate então, são casos particulares do método proposto neste trabalho, e portanto, não permitem cálculos precisos para este indice.



Para poder calcular os custos unitários de interrupção, é necessário avaliar de forma independente os prejuízos ou perdas causadas às diferentes classes de consumidores (residencial, comercial, industrial, etc.). Estes valores representam condições particulares de um sistema, região ou país e, portanto, não podem ser usados como valores absolutos ou padrões.

Uma outra dificuldade na determinação dos custos unitários de interrupção é a sua dependência com a percepção dos consumidores (subjetividade) para avaliar os prejuízos causados pelas interrupções.

O índice LOLC permite uma avaliação mais abrangente para os estudos de confiabilidade, pois fornece indicações dos aspectos econômicos que relacionam o consumidor com as interrupções no fornecimento. Desta forma, o índice LOLC torna-se um complemento muito importante das informações relativas a qualidade do suprimento obtidas com outros índices, pois quantifica em termos monetários o valor real da confiabilidade.

O cálculo do índice LOLC depende dos custos unitários de interrupção UC, que são levantados em pesquisas diretas ao consumidor realizadas em vários países. De acordo com estas pesquisas, os custos unitários de interrupção dependem de vários aspectos, em particular da duração da interrupção. Para isto é necessário conhecer a evolução cronológica dos estados de falha que compõem uma interrupção.

Das aproximações o método que produz resultados para o custo de perda de carga, mais próximos aos valores do método proposto, é o *método 3*, porque está baseado na simulação cronológica, mas considera a duração total da interrupção para avaliar os custos de interrupção, não diferenciando os níveis de corte de energia e as suas durações associadas.

O plano ótimo de expansão deve minimizar o somatório dos custos de investimento, valor esperado do custo da operação e o valor da confiabilidade. Um parâmetro básico para o cálculo do plano de custo mínimo é o custo unitário de interrupção de cada classe consumidora.

Num sistema de geração os índices do tipo LOLE podem ser calculados independentemente das políticas de corte de carga por barra. Entretanto, isto não é

adequado nem conveniente para o índice LOLC pois, na maioria dos casos, a representação das cargas por barra traz informações em relação à composição das classes de consumidores.

A carga nas barras é classificada em duas categorias de corte, as quais estabelecem prioridades de corte de energia nas diferentes classes de consumidores do sistema. Esta classificação permite controlar os cortes de carga quando acontece uma interrupção, começando pelos consumidores que sofrem menos prejuízos (menor custo de corte de carga) até atingir finalmente os consumidores com mais perdas ou prejuízos (alto custo de perda de carga).

Além da classificação feita por classes de consumidores, as concessionárias normalmente dividem as barras do sistema por áreas ou conjuntos de barras agrupadas sob certos padrões socio-econômicos, estabelecendo com este critério uma ordem de importância para as barras do sistema (de menor para maior) para executar os cortes de energia.

O objetivo principal das políticas de corte de energia estabelecidas pelas concessionárias de energia é produzir o menor prejuízo no setor produtivo da sociedade.

A metodologia proposta permite estimar os índices de confiabilidade e o custo de perda de carga por barra. Este fato, permite melhorar o conhecimento dos pontos mais sensíveis ou vulneráveis do sistema. Isto contribui efetivamente, na tomada dos corretivos apropriados e oportunos nas barras com mais risco de corte de carga.

O Capítulo seguinte é uma aplicação direta da metodologia desenvolvida neste trabalho, para este propósito é utilizado o sistema teste da IEEE (IEEE Reliability Test System) e o sistema Sudeste brasileiro SSB, ressaltando a importante aplicação no planejamento destes sistemas do índice LOLC.

# CAPÍTULO IV

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo é dedicado à aplicação da metodologia proposta neste trabalho e à discussão e interpretação dos resultados dos índices de confiabilidade. Os sistemas analisados foram considerados sob várias situações tanto no lado da demanda de carga como no das características das unidades de geração.

Dentro deste conjunto de resultados, ressalta-se a aplicação da metodologia no processo de expansão dos sistemas de geração. A diferença básica será que em vez de se utilizar valores esperados como limites (e.g. LOLE ou EENS), a distribuição completa do índice LOLC é considerada.

O índice LOLC expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, são usados no planejamento dos sistemas de geração. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas ou limites a serem atingidos. Este processo é aplicado diretamente aos dois sistemas teste considerados.

Os sistemas usados para mostrar a aplicação do algoritmo proposto neste trabalho foram: o sistema teste do IEEE (IEEE - Reliability Test System) e o sistema Sudeste brasileiro, os quais apresentam características completamente diferentes.

Os tempos do processo computacional para achar os valores dos índices de confiabilidade, dependem de um critério de convergência geral para estes parâmetros. O programa computacional termina seu processo de cálculo quando este critério é satisfeito para o índice LOLC. O coeficiente de convergência  $\beta$  em por cento, representa uma medida da incerteza devido ao processo de amostragem [60].

Todos os resultados encontrados estão medidos em valores médios anuais, considerando o ano de 364 dias ou 8736 horas para o sistema IEEE - RTS e o sistema brasileiro SSB. Os dados da carga dos sistemas são representados hora a hora, para um período de 52 semanas.

Com o objetivo de conferir os valores dos índices de confiabilidade e assim poder ter uma visão mais detalhada do comportamento dos sistemas, o programa computacional permite mostrar os resultados dos índices de confiabilidade, ano a ano.

#### 4.2 SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE "IEEE - RTS"

Este sistema é composto de um modelo de carga, um sistema de geração e uma rede de transmissão. Pode ser usado para testar ou comparar os métodos para análises da confiabilidade dos sistemas de potência.

O sistema de geração é composto por 9 usinas com um total de 32 unidades geradoras com uma capacidade nominal de 3405 MW. Seus dados de capacidade e parâmetros necessários para os cálculos dos índices de confiabilidade estão registrados no Apêndice B. Este sistema de geração é considerado como o *sistema base*.

O modelo de carga fornece valores horários para um ano, representados de forma cronológica para um modelo padrão de um dia, uma semana e estações do ano. O pico anual de carga considerado é de 2850 MW. A carga do sistema está concentrada nas 18 barras de carga deste sistema e distribuída por classes de consumidor [86]. Todos estes dados estão mostrados no Apêndice B. O valor do pico anual é considerado como o *pico base de carga*.

As funções de custo unitário de interrupção UC utilizadas nas simulações com o sistema IEEE - RTS foram adotadas iguais aquelas obtidas na pesquisa realizada pela Ontario Hydro, conforme apresentada na Figura 3.4 e repetida a seguir na Figura 4.1 para facilitar a análise dos estudos.

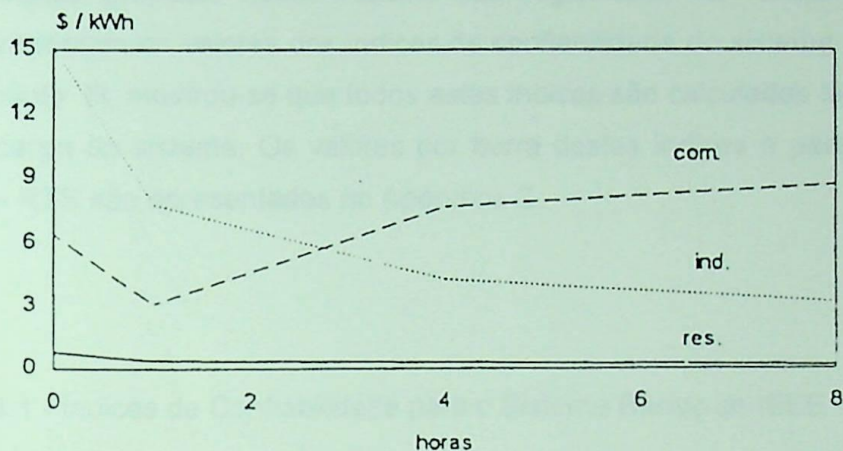


Figura 4.1 - Custo Unitário de Interrupção - Ontario Hydro

#### 4.2.1 Configuração Básica

O propósito desta primeira parte é obter resultados para sistemas testes e comparar as estimativas dos índices de confiabilidade do algoritmo proposto, com os valores padrões existentes para estes índices e, além disto, poder ter uma medida do tempo de execução do programa computacional desenvolvido.



Os resultados obtidos para os índices de confiabilidade estão relacionados com um critério de convergência estabelecido *a priori*, chamado coeficiente de variação  $\beta$ . Este limite de convergência é fixado para o índice LOLC e o processo de simulação seqüencial termina quando se atinge este objetivo. O valor aceitável de convergência foi estabelecido em 5 %.

Os valores encontrados para os índices de confiabilidade do sistema básico da IEEE com a metodologia proposta neste trabalho são registrados na Tabela 4.1. Estes resultados representam os valores dos índices de confiabilidade do sistema de geração global. No Capítulo III, mostrou-se que todos estes índices são calculados também para as barras de carga do sistema. Os valores por barra destes índices e para o sistema base da IEEE - RTS são apresentados no Apêndice C.

Tabela 4.1 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico do IEEE - RTS

PERÍODO DE ESTUDO = 6635 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
LOLP	0.109034E-02	2.128080
LOLE	0.396885 (d/A) 9.525249 (h/A)	2.128071
LOLF	0.203708E+01 (Oc/A) 0.559636E-02 (Oc/D) 0.233182E-03 (Oc/H)	1.700928
LOLD~	0.274047E-03 (Anos) 0.099753 (Dias) 2.394075 (Horas)	1.437394
LOLD	0.535247E-03 (Anos) 0.194830 (Dias) 4.675921 (Horas)	0.926359
EPNS	0.136813E+00 (MW)	2.971889
EENS	1195.197020 (MWh)	2.971891

O índice LOLC que determina o custo de perda de carga, ou seja o valor da confiabilidade, é mostrado na Tabela 4.2, onde estão registrados os valores por barra e para o sistema global que correspondem aos valores médios anuais.

Tabela 4.2 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEE-RTS

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.038704	7.507
2	0.002020	6.798
3	0.040729	3.628
4	0.003317	4.029
5	0.000517	7.762
6	0.009796	4.585
7	0.028445	3.628
8	0.078371	2.202
9	0.010116	7.972
10	0.002723	6.883
13	0.008304	9.316
14	0.002752	7.084
15	0.070293	8.914
16	0.006250	9.316
18	0.045074	5.259
19	0.002562	6.883
20	0.006888	6.500
SISTEMA	0.356861	5.000

A Tabela 4.3 mostra a participação das classes de consumidores neste custo de perda de carga LOLC, nesta Tabela está registrado o valor em ( US \$ x 10<sup>6</sup>/ano) para cada setor de usuários e seu correspondente percentual do valor do LOLC. Estes mesmos valores estão representados graficamente nas Figuras 4.2 e 4.3 com o propósito de ter uma melhor interpretação dos resultados do índice LOLC. Estes resultados são analisados no item 4.2.2 deste Capítulo.

Tabela 4.3 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS

SETOR	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	0.260547	73.011
COMERCIAL	0.096315	26.989
INDUSTRIAL	0.000000	0.0000

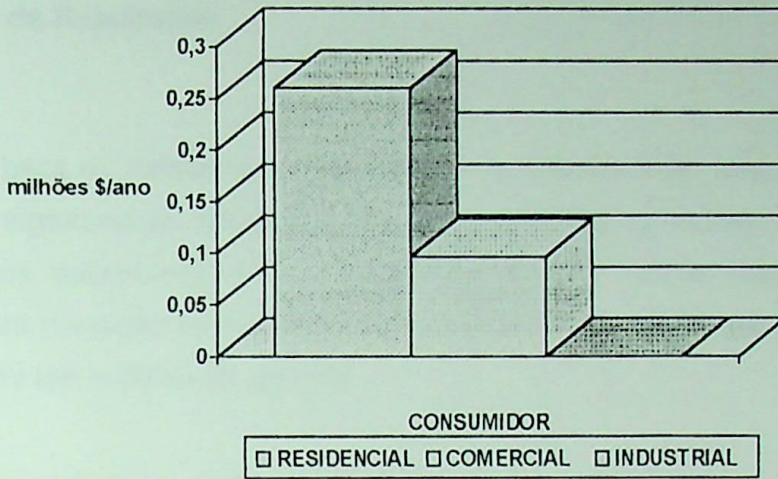


Figura 4.2 - LOLC ( US \$ x 10<sup>6</sup>/ano) por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS

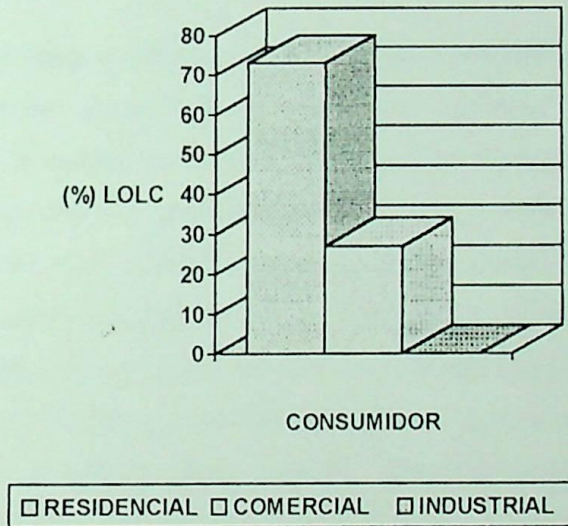


Figura 4.3 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor do IEEEE-RTS

O algoritmo desenvolvido neste trabalho determina a função de densidade de probabilidade associada para qualquer dos índices. Esta metodologia é importante especialmente quando se faz comparação de diversas alternativas, pois para um valor predeterminado do índice pode-se simultaneamente avaliar o risco de não obtê-lo. A melhor alternativa é aquela que apresenta o menor risco, estabelecido *a priori*.

O método geral para a avaliação dos custos de perda de carga, normalmente considera para cada classe de consumidor sua respectiva função de custo unitário UC.

#### 4.2.2 Análise de Resultados

Os resultados para os índices de confiabilidade do sistema teste básico IEEE - RTS, obtidos com o algoritmo de simulação proposto, mostrados na Tabela 4.1, são valores semelhantes aos valores previamente publicados para os índices deste sistema [14]. Esta é a primeira condição de validade deste algoritmo para a avaliação dos índices de confiabilidade de um sistema de geração.

Dos valores destes índices, é importante salientar que o sistema teste básico do IEEE apresenta um valor de frequência de perda de carga, LOLF, muito baixo (2.04 falhas/ano), mostrando com isto ser um sistema bastante robusto. Sua duração média de corte de carga, LOLD, é de 4.67 horas.

Neste sistema os resultados obtidos para a duração média anual de corte de carga mostra uma diferença considerável entre os valores de  $LOLD_{\sim}$  e LOLD, aproximadamente de 2 vezes. Dos resultados obtidos para o sistema do exemplo do Capítulo III, percebe-se que os valores para a  $LOLD_{\sim}$  e para LOLD são quase iguais. Pode-se concluir então, que sistemas com um alto número de interrupções por ano (sistema exemplo Capítulo III) poderia-se usar  $LOLD_{\sim}$  ou LOLD para avaliar a duração média de perda de carga. Para sistemas com um número baixo de interrupções por ano (sistema teste básico da IEEE) este parâmetro apresenta uma grande diferença entre os valores para  $LOLD_{\sim}$  e LOLD. Este mesmo comportamento é observado com o coeficiente de convergência  $\beta$  e sempre o valor real LOLD atinge mais rápido este limite. Pelos argumentos anteriores pode-se dizer que a avaliação da duração média de corte de carga deve ser feita para todos os casos, através do valor real LOLD que corresponde à expressão (3.18). Além disto, seus valores são semelhantes aos obtidos pelos métodos analíticos, previamente publicados em outros trabalhos [14].

O valor do índice EENS para este sistema é baixo, portanto os prejuízos aos consumidores serão mínimos. Os cortes de energia são realizados só nas classes residencial e comercial. Portanto, do total de corte de energia 1195.19702 MWh, o corte realizado à classe residencial é de 1181.8823 MWh (98.886 %) e o corte realizado à classe comercial é só de 13.3146 MWh (1.114 %).

De acordo ao valor médio anual do índice LOLC estimado para o sistema básico IEEE-RTS, a função de custos unitários UC que apresenta o maior valor é a função de custos do setor comercial, isto pode-se observar na Figura 4.1

O valor esperado do custo de perda de carga LOLC para o sistema IEEE - RTS é de 356.861 mil dólares por ano. Observe-se que este índice é, entre todos os índices de perda de carga do sistema, aquele que necessita de um maior número de anos para convergir. Para alcançar 5% de precisão foram necessários simular 6635 anos.

No sistema básico da IEEE - RTS, da participação das classes de consumidores no custo total de perda de carga para o sistema, o setor que mais contribui é o residencial com 73.011 % (US \$ 260.547), pois é o setor que mais cortes de carga suporta. Segundo o montante de corte de energia do sistema, 98.886 % pertence a setor residencial. Este comportamento se deve particularmente ao critério estabelecido para realizar os cortes, cujo objetivo é minimizar os custos dos cortes de carga. Por este motivo a primeira carga a ser cortada é a carga residencial, pois os custos unitários de interrupção para a classe residencial são muito baixos. Esta é a principal razão pela qual o setor residencial tem a maior participação no custo total de perda de carga e como consequência disto, o índice LOLC apresenta um valor baixo.

Um outro resultado interessante é o relacionado com os valores do índice LOLC por barra, pode-se observar que as barras que mais contribuem para o custo de perda de carga são as barras 8 e 15 com valores de 78.377 mil dólares e 70.293 mil dólares respectivamente, sendo o maior valor, o da barra 8 onde está concentrada a maior quantidade da carga residencial do sistema (85.50 MW). Esta barra não tem carga comercial, sua participação no custo de perda de carga é de 21.96 %. Continuando na ordem de importância está a barra 15 com uma participação no custo de perda de carga de 19.70 %. Esta barra apresenta a maior quantidade de carga comercial (94.91MW) do sistema e só (31.64 MW) de carga residencial. Nesta barra juntam-se duas componentes de custos : a residencial que é baixa e o comercial que é bem maior, ou seja, o percentual de participação desta barra nos custos de perda de carga está determinado pela carga comercial cortada nesta barra.

A Figura 4.4 mostra a função de densidade de probabilidade associada com a variável aleatória LOLC. De acordo ao valor médio deste índice, pode-se considerar um valor

aceitável de custo de perda de carga (LOLC<sup>a</sup>) para o sistema de *um milhão de dólares por ano (valor estabelecido a priori)*, a probabilidade de se violar tal valor será de :

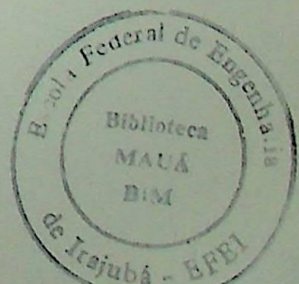
$$\text{Prob}\{\text{LOLC} \geq \text{LOLC}^a\} = 0.077746$$

Portanto, existe um risco de 7.775 % de que o custo anual de perda de carga seja maior do que um milhão de dólares considerando a configuração básica da IEEE - RTS e os custos unitários da Ontario Hydro. O limite aceitável de perda de carga pode ser estabelecido *a priori* a partir dos estudos do plano ótimo de expansão onde deve-se minimizar os custos de suprimento (investimento e operação) e o custo de perda de carga (valor da confiabilidade).

Figura 4.4 - Função Característica de Probabilidade do Índice LOLC  
para o caso IEEE - RTS

Existem duas importantes razões para considerar valores aceitáveis de custos em vez de minimizar o valor médio de custo. Primeiro, a função de distribuição de probabilidade de custos é geralmente muito mais ampla do que a distribuição de probabilidade de confiabilidade. Segundo, os custos de perda de carga são geralmente muito mais altos do que os custos de investimento e operação. Portanto, a minimização dos custos de perda de carga pode levar a um aumento significativo dos custos de investimento e operação. Além disso, a minimização dos custos de perda de carga pode levar a um aumento significativo do tempo de vida do sistema, o que pode ser indesejável.

O limite total de confiabilidade no processo de expansão é determinado pelo valor máximo de índice de confiabilidade do sistema e por parte do IEEE - RTS, segundo o custo de



## FUNÇÃO DE DENSIDADE

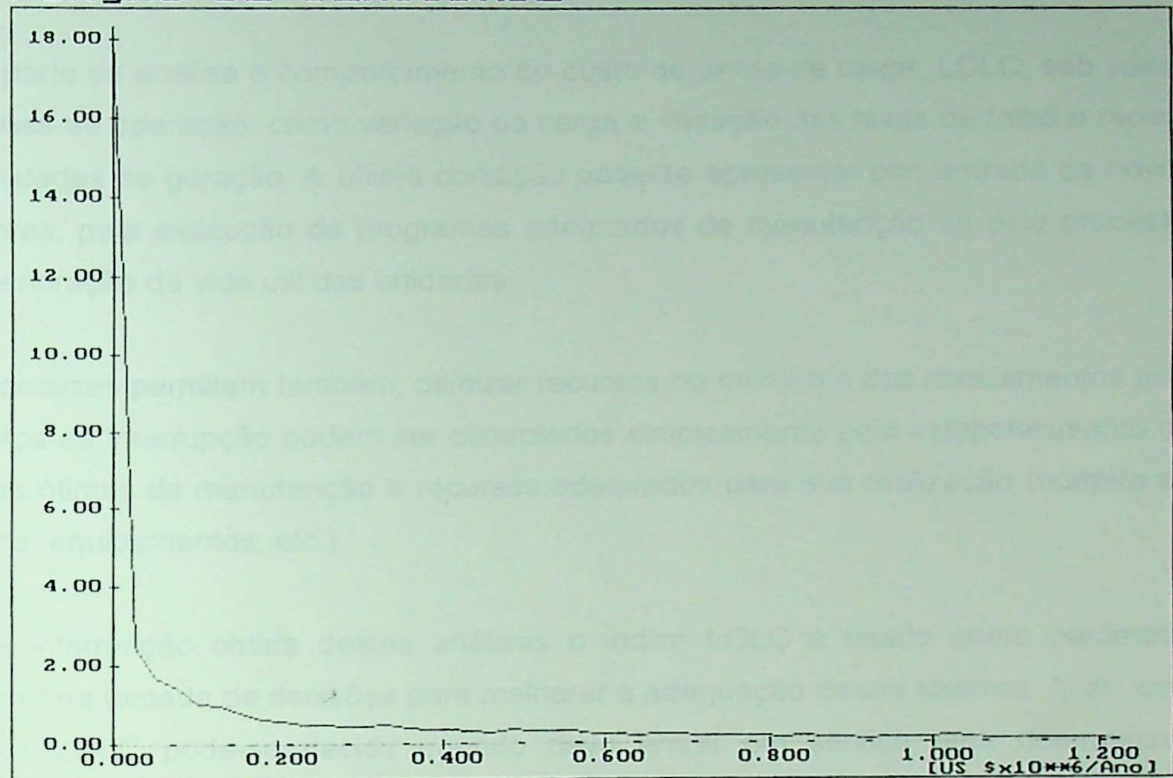


Figura 4.4 - Função Densidade de Probabilidade do Índice LOLC  
(caso base IEEE - RTS)

Existem duas importantes razões para considerar valores absolutos de custos em vez de manipular o valor médio de qualquer índice durante o processo de decisão. Em primeiro lugar, os gerentes das concessionárias de eletricidade estão mais acostumados a medir os impactos de perdas através de valores monetários reais, normalmente em dólares. A segunda razão diz respeito a facilidade de se medir o desempenho de um sistema no tempo pelo rastreamento de valores absolutos em vez de valores médios devido às mudanças de características dos sistemas.

O tempo total de execução no processo de simulação seqüencial para estimar todos os índices de confiabilidade do sistema e por barra do IEEE - RTS, usando o critério de

convergência de 5% foi de 59 minutos ou 0.534 segundos por ano simulado num *PC-486DX2/66MHz*.

#### 4.2.3 Análise de Sensibilidade

Nesta parte se analisa o comportamento do custo de perda de carga, LOLC, sob várias condições de operação, como variação da carga e variação das taxas de falha e reparo das unidades de geração. A última condição pode-se apresentar por: entrada de novos geradores, pela execução de programas adequados de manutenção ou pelo processo de deterioração da vida útil das unidades.

Estes análises permitem também, otimizar recursos no momento dos investimentos pois os custos de interrupção podem ser controlados simplesmente pelo estabelecimento de políticas ótimas de manutenção e recursos adequados para sua realização (número de pessoas, equipamentos, etc.).

Com a informação obtida destes análises o índice LOLC é usado como parâmetro regulador na tomada de decisões para melhorar a adequação de um sistema. Aliás, com o índice LOLC pode-se decidir quando deve entrar em serviço uma determinada unidade de geração ou qualquer outro elemento do sistema.

##### 4.2.3.1 *Variação da Carga*

A Figura 4.5 apresenta os resultados encontrados para o comportamento do índice LOLC variando-se a carga. Variou-se a carga desde 90 % do valor base do pico anual (2850 MW) para o sistema IEEE - RTS até 140 %. O sistema teste básico IEEE - RTS manteve sua configuração original durante todo o processo de análise.

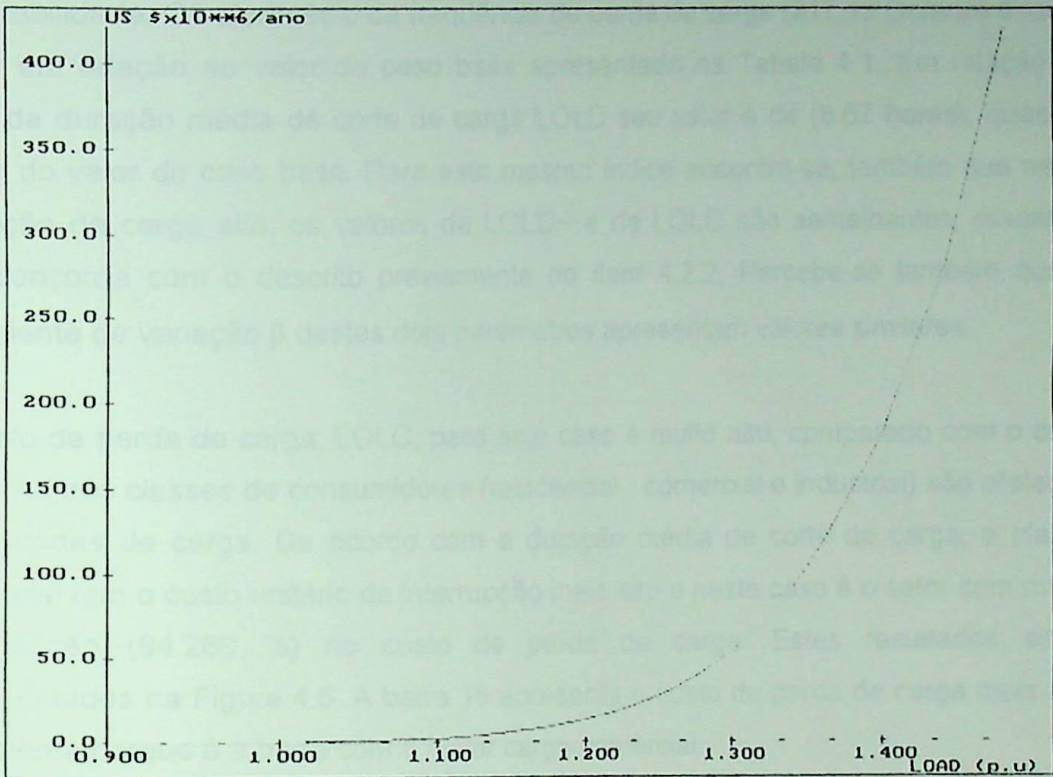


Figura 4.5 - Comportamento do Índice LOLC sob Variação da Carga do IEEE-RTS

Destes resultados pode-se concluir que o custo de perda de carga, assim como os demais índices de confiabilidade, apresentam um comportamento não-linear com as variações da carga. O índice LOLC diminui se a carga diminui e aumenta se a carga aumenta. Este comportamento tem uma explicação simples: quando a carga do sistema diminui a reserva estática aumenta, conseqüentemente, o número de interrupções e o custo de perda de carga serão baixos. Se a carga aumenta a reserva estática diminui, conseqüentemente, o número de interrupções e o custo de perda de carga aumentarão.

De acordo com os resultados da Figura 4.5 pode-se dizer que as variações na carga do sistema têm uma influência bastante grande no custo de perda de carga.

Dos resultados para um pico de carga 50 % (4275.0 MW) acima do pico base e os resultados para a carga base do sistema IEEE - RTS, pode-se observar o comportamento dos índices de confiabilidade para um sistema com carga alta e baixa. Ressalta-se que a condição de carga alta conduz o sistema a uma situação de alta vulnerabilidade. O valor médio da frequência de perda de carga (217.13 Oc/ano) é muito maior em relação ao valor do caso base apresentado na Tabela 4.1. Em relação ao valor da duração média de corte de carga LOLD seu valor é de (8.67 horas), quase o dobro do valor do caso base. Para este mesmo índice encontra-se, também que nesta condição de carga alta, os valores da LOLD~ e da LOLD são semelhantes, resultado que concorda com o descrito previamente no item 4.2.2. Percebe-se também que o coeficiente de variação  $\beta$  destes dois parâmetros apresentam valores similares.

O custo de perda de carga, LOLC, para este caso é muito alto, comparado com o caso base. As três classes de consumidores (residencial, comercial e industrial) são afetadas pelos cortes de carga. De acordo com a duração média de corte de carga, a classe comercial tem o custo unitário de interrupção mais alto e neste caso é o setor com maior participação (84.269 %) no custo de perda de carga. Estes resultados estão representados na Figura 4.6. A barra 15 apresenta o custo de perda de carga mais alto do sistema porque é a barra com a maior carga comercial.

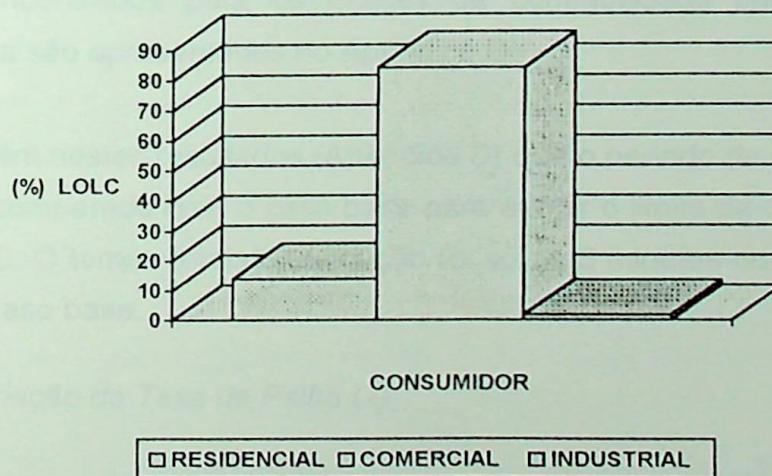


Figura 4.6 - Participação por Classe de Consumidor no LOLC do IEEE-RTS (pico de carga 50 % acima do pico base)

Para este caso particular de demanda observa-se que a participação na energia cortada por classe de consumidor, a residencial é a que apresenta o maior valor (91.299 %) de energia cortada, porque de acordo ao critério de corte, para este caso particular de demanda do sistema, as cargas das classes residencial e comercial são cortadas completamente e a carga residencial é maior que a carga comercial. Estes resultados estão representados seguinte Figura 4.7:

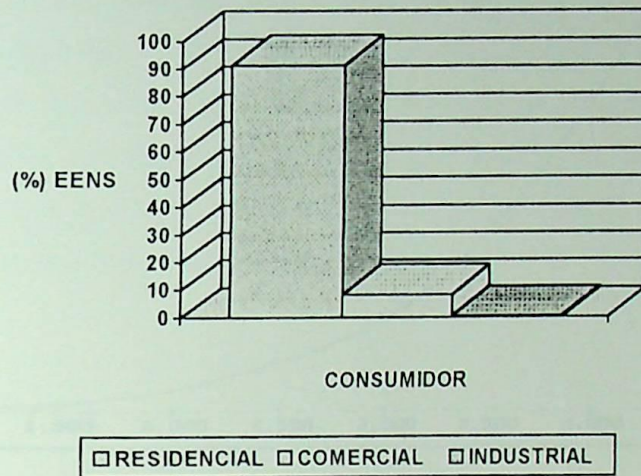


Figura 4.7 - Energia Cortada por Classe de Consumidor do IEEE-RTS  
(pico de carga 50 % acima do pico base)

Os resultados encontrados para os índices de confiabilidade para esta condição particular de carga são apresentados no Apêndice D.

Observa-se também nestes resultados (Apêndice D) que o período de simulação é muito baixo (92 anos), comparado com o caso base para atingir o limite de convergência de 5 % do índice LOLC. O tempo total de execução foi só de 5 minutos ou 8.47 % do tempo de execução do caso base.

#### 4.2.3.2 Variação da Taxa de Falha ( $\lambda$ )

Para este caso foi simulado a variação da taxa de falha ( $\lambda$ ) mantendo constante a taxa de reparo ( $\mu$ ) de todas as unidades de geração do sistema teste básico IEEE - RTS. O pico de carga e a capacidade do sistema de geração são os mesmos valores deste sistema básico.

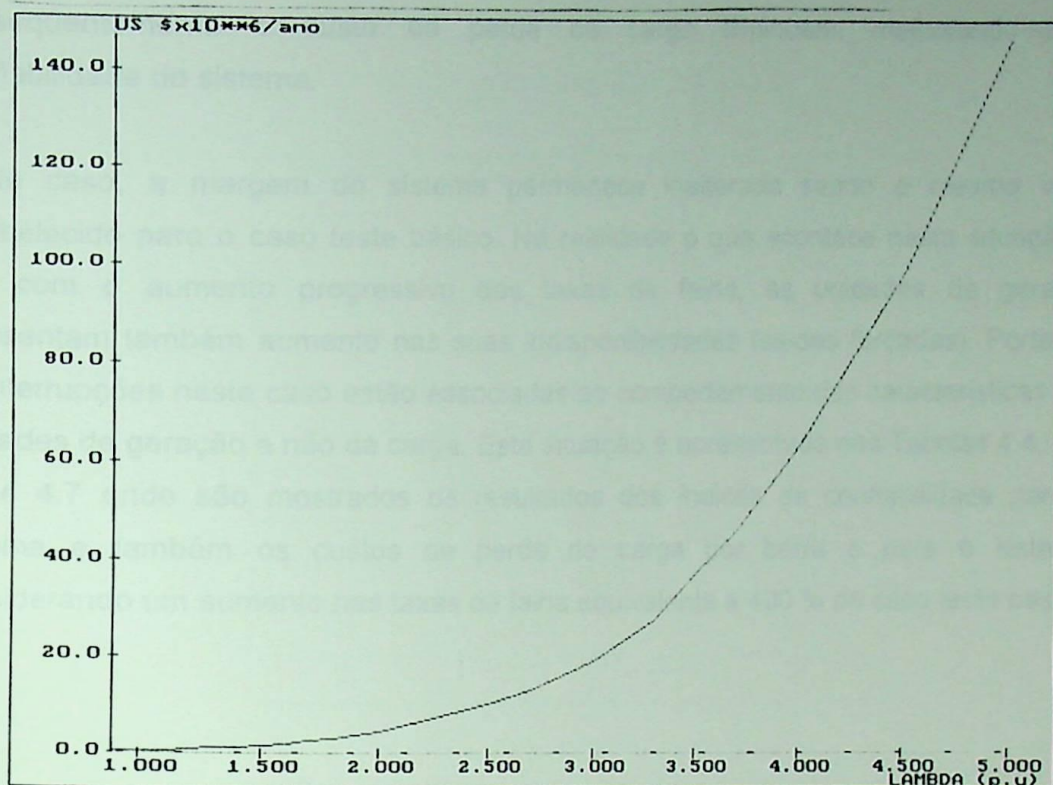
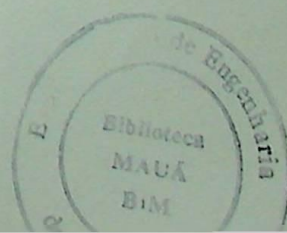


Figura 4.8 - Comportamento do Índice LOLC Sob Variação da Taxa de Falha ( $\lambda$ ) do IEEE-RTS

Com esta análise pretende-se observar o comportamento do índice LOLC sob variação das taxas de falha do sistema de geração. A taxa de falha está associada com a vida útil das unidades de geração, portanto, estas características sofrem alterações, modificando completamente a operação dos sistemas. As mudanças nestes parâmetros podem ocorrer devido às características das novas unidades consideradas nos planos de expansão ou devido à implementação de políticas de manutenção preventiva.

O comportamento do índice LOLC em relação às mudanças nas taxas de falha é não-linear. Portanto, dos resultados representados na Figura 4.8 percebe-se que o aumento da taxa de falha das unidades (diminuição dos tempos médios de operação), o custo de perda de carga LOLC aumenta. Com a diminuição das taxas de falha (aumento dos tempos médios de operação) o custo de perda de carga LOLC diminui. Em outras palavras, quando aumentam as taxas de falha das unidades, o sistema fica exposto a uma situação de alta vulnerabilidade, porque a capacidade indisponível aumenta, e por esta razão o grau de confiabilidade diminui. Quando consegue-se aumentar os tempos



médios de operação (diminuição das taxas de falha), o número de interrupções e conseqüentemente o custo de perda de carga diminuem, melhorando-se a confiabilidade do sistema.

Neste caso, a margem do sistema permanece inalterada sendo o mesmo valor estabelecido para o caso teste básico. Na realidade o que acontece nesta situação é que com o aumento progressivo das taxas de falha, as unidades de geração apresentam também aumento nas suas indisponibilidades (saídas forçadas). Portanto, as interrupções neste caso estão associadas ao comportamento das características das unidades de geração e não da carga. Esta situação é apresentada nas Tabelas 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7 onde são mostrados os resultados dos índices de confiabilidade para o sistema e também os custos de perda de carga por barra e para o sistema, considerando um aumento nas taxas de falha equivalente a 400 % do caso teste base.

Tabela 4.5 - Índices de Confiabilidade para Sistema Base (2000 MW) (aumento de 400% na taxa de falha)

PERÍODO DE ESTUDO = 20 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. (%)
LOLE	25,4477 MW	1,7488
LOLF	25,1188 MW	1,7488
LOLP	25,1188 MW	1,7488
LOLS	25,1188 MW	1,7488
LOLSE	25,1188 MW	1,7488
LOLSP	25,1188 MW	1,7488
LOLSE	25,1188 MW	1,7488
LOLSP	25,1188 MW	1,7488
LOLSE	25,1188 MW	1,7488
LOLSP	25,1188 MW	1,7488
LOLSE	25,1188 MW	1,7488
LOLSP	25,1188 MW	1,7488

Tabela 4.4 - Taxas de Falha e Reparo das unidades de geração  
(400% caso base IEEE-RTS)

Número de unidades	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (F/Ano)	Taxa de Reparo (R/Ano)
5	12.0	14.8571	145.60
4	20.0	97.0667	174.72
6	50.0	22.0606	436.80
4	76.0	22.2857	218.40
3	100.0	36.4000	174.72
4	155.0	45.5000	218.40
3	197.0	45.9789	174.72
1	350.0	37.9826	87.36
2	400.0	39.7091	58.24

Tabela 4.5 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Base IEEE-RTS  
(aumento de 400 % nas taxas de falha)

PERÍODO DE ESTUDO = 203 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
LOLP	0.638872E-01	1.673604
LOLE	23.254972 (d/A) 558.119385 (h/A)	1.673580
LOLF	0.916207E+02 (Oc/A) 0.251705E+00 (Oc/D) 0.104877E-01 (Oc/H)	1.287231
LOLD~	0.693969E-03 (Anos) 0.252605 (Dias) 6.062514 (Horas)	0.820594
LOLD	0.697302E-03 (Anos) 0.253818 (Dias) 6.091626 (Horas)	0.834202
EPNS	0.147321E+02 (MW)	2.341360
EENS	128700.031 (MWh)	2.341363

Tabela 4.6 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEE-RTS  
(aumento de 400 % nas taxas de falha)

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. β (%)
1	17.810295	4.556
2	0.682981	3.917
3	8.983944	4.090
4	0.576529	3.610
5	1.420283	8.834
6	3.604000	5.175
7	6.274500	4.090
8	4.390828	1.642
9	9.714189	6.454
10	2.614567	7.444
13	9.888832	6.684
14	4.143451	8.172
15	38.506321	4.659
16	7.172918	6.574
18	15.152746	4.490
19	2.460769	7.444
20	5.110082	6.240
SISTEMA	138.507629	4.993

Tabela 4.7 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS  
(aumento de 400 % nas taxas de falha)

SETOR	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	18.486692	13.347
COMERCIAL	115.070877	83.079
INDUSTRIAL	4.950091	3.574

Destes resultados observa-se que num sistema com taxas de falha altas o custo de perda da carga é alto o qual representa um grau de confiabilidade inaceitável.

Pode-se concluir que o grau de confiabilidade de um sistema de geração é bastante sensível às variações das taxas de falha das unidades geradoras. Portanto, num

sistema e geração deve-se procurar que as suas taxas de falha sejam baixas (tempos médios de operação altos) para poder garantir um custo de perda carga baixo ou um grau aceitável de confiabilidade.

#### 4.2.3.3 *Variação da Taxa de Reparo ( $\mu$ )*

Para este caso foi simulado a variação da taxa de reparo ( $\mu$ ) mantendo constante a taxa de falha ( $\lambda$ ) de todas as unidades de geração do sistema teste básico IEEE-RTS. O pico de carga e a capacidade do sistema de geração são os mesmos valores considerados para o sistema básico.

A partir desta análise pretende-se observar o comportamento do índice LOLC sob variação das taxas de reparo do sistema de geração. A taxa de reparo está associada ao tipo de falha e ao tempo gasto pela equipe de manutenção.

O comportamento do índice LOLC sob mudanças nas taxas de reparo das unidades de geração é não-linear. Portanto, dos resultados representados na Figura 4.9 percebe-se que com o aumento da taxa de reparo das unidades de geração, o custo de perda de carga, LOLC, diminui. Com a diminuição da taxa de reparo, o custo de perda de carga, LOLC, aumenta. Este comportamento pode-se aclarar da seguinte maneira: quando diminuem as taxas de reparo das unidades de geração, aumenta a capacidade indisponível e o grau de confiabilidade do sistema diminui. Quando aumentam as taxas de reparo das unidades de geração, diminui a capacidade indisponível de geração, conseqüentemente, o número de interrupções e o custo de perda de carga diminui, aumentando por isto o grau de confiabilidade do sistema.

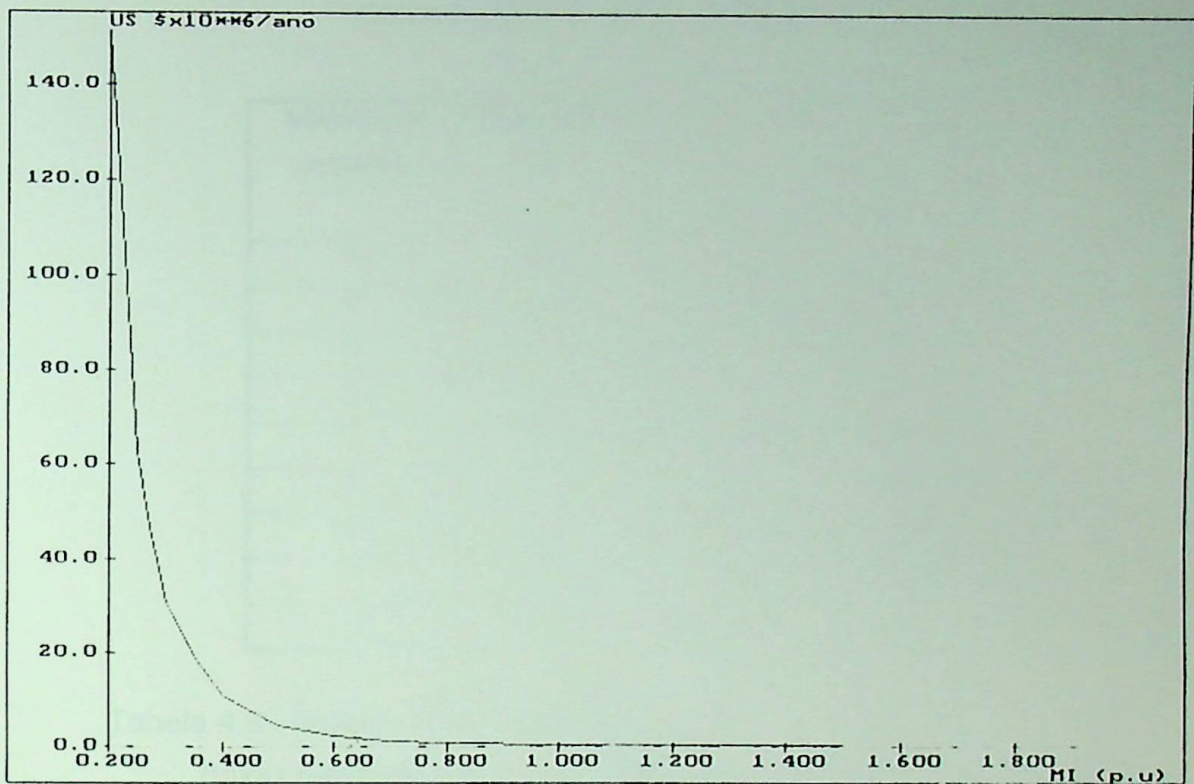


Figura 4.9 - Comportamento do Índice LOLC Sob Variação da Taxa de Reparo ( $\mu$ ) do IEEE-RTS

Neste caso de simulação a margem do sistema permanece inalterada e é o mesmo valor estabelecido para o caso teste básico. Na realidade o que acontece nesta situação é que com o aumento progressivo das taxas de reparo, as unidades de geração apresentam uma diminuição nas suas indisponibilidades (saídas forçadas), melhorando-se a confiabilidade do sistema.

Nas Tabelas 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 apresentam-se os resultados dos índices de confiabilidade para o sistema e os custos de perda de carga por barra e para o sistema.

considerando uma diminuição nas taxas de reparo das unidades geradoras equivalente a 80 % do caso base do IEEE - RTS.

Tabela 4.8 - Taxas de Reparo das Unidade de Geração do IEEE-RTS  
(diminuídas 80 % do caso base)

Número de unidades	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (F/Ano)	Taxa de Reparo (R/Ano)
5	12.0	2.9714	29.1200
4	20.0	19.4133	34.9440
6	50.0	4.4121	87.3600
4	76.0	4.4571	43.6800
3	100.0	7.2800	34.9440
4	155.0	9.1000	43.6800
3	197.0	9.1958	34.9440
1	350.0	7.5965	17.4720
2	400.0	7.9418	11.6480

Tabela 4.9 - Índices de Confiabilidade para o Sistema IEEE-RTS  
(taxas de reparo diminuídas 80 % do caso base)

PERÍODO DE ESTUDO = 756 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
LOLP	0.630367E-01	1.766165
LOLE	22.945368 (d/A) 550.688843 (h/A)	1.766156
LOLF	0.713717E+02 (Oc/A) 0.196076E+00 (Oc/D) 0.816984E-02 (Oc/H)	1.428208
LOLD~	0.859515E-03 (Anos) 0.312864 (Dias) 7.508725 (Horas)	0.705240
LOLD	0.883217E-03 (Anos) 0.321491 (Dias) 7.715783 (Horas)	0.677114
EPNS	0.144171E+02 (MW)	2.531667
EENS	125948.078 (MWh)	2.531662



Tabela 4.10 - Índice LOLC por Barra e para o Sistema IEEE-RTS  
(taxas de reparo diminuídas 80 % do caso base)

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. β (%)
1	18.310276	4.602
2	0.557100	4.054
3	8.897163	4.221
4	0.470163	3.686
5	1.527486	7.838
6	3.540976	5.255
7	6.213894	4.221
8	3.536879	1.669
9	10.265095	6.174
10	2.634479	6.968
13	10.471152	6.323
14	4.371110	7.441
15	39.725353	4.680
16	7.642107	6.254
18	15.303985	4.541
19	2.479511	6.968
20	5.319656	6.028
SISTEMA	141.266388	4.999

Tabela 4.11 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS

SETOR	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	14.722021	10.421
COMERCIAL	122.159737	86.475
INDUSTRIAL	4.384606	3.104

Destes resultados observa-se que num sistema com taxas de reparo baixas o custo de perda da carga é alto o qual representa um grau de confiabilidade inaceitável.

Pode-se concluir que a variação das taxas de reparo das unidades geradoras tem um impacto significativo na confiabilidade de um sistema de geração. De acordo com isto, deve-se procurar que as taxas de reparo sejam altas (tempos médios de reparo baixos)

para obter um grau aceitável de confiabilidade, especialmente no valor do custo de perda carga LOLC.

### 4.3 SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO

O sistema Sudeste brasileiro (SSB) representado neste trabalho corresponde a um equivalente obtido a partir da configuração planejada para o ano 1997. Este sistema possui 415 barras das quais 166 são barras de carga, 225 unidades geradoras e 708 circuitos. A capacidade nominal é de 42261 MW (capacidade instalada 43176 MW) com um pico de carga de 39739.40 MW. Este sistema é predominantemente hidroelétrico, com algumas pequenas usinas térmicas localizadas perto dos centros de carga. Neste equivalente foram representados os pontos de carga mais importantes da rede.

Para as simulações realizadas o modelo cronológico da curva de carga da semana do pico anual de carga é mantida constante durante todo o ano, resultando numa curva horária anual de 8736 horas (364x24 horas). A Figura 4.10 ilustra a variação horária da carga ao longo da semana típica adotada.

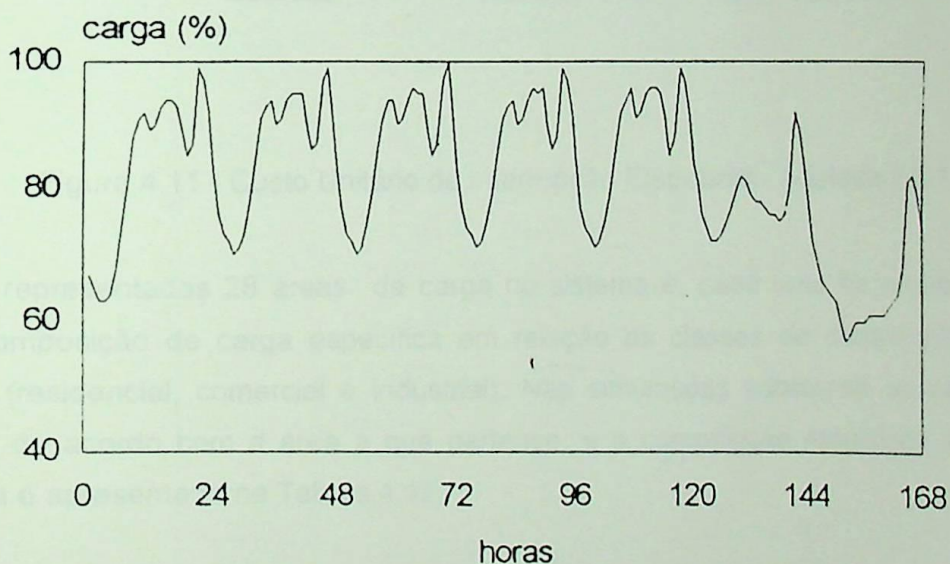


Figura 4.10 - Curva de Carga Horária da Semana do Pico Anual - SSB

As curvas com os custos unitários de interrupção em função da duração e das classes de consumidores foram obtidas numa recente pesquisa direta ao consumidor realizada pela Eletrobrás [84,85], apresentadas na Figura 3.5, e repetidas a seguir na Figura 4.11 para facilitar a análise dos resultados.

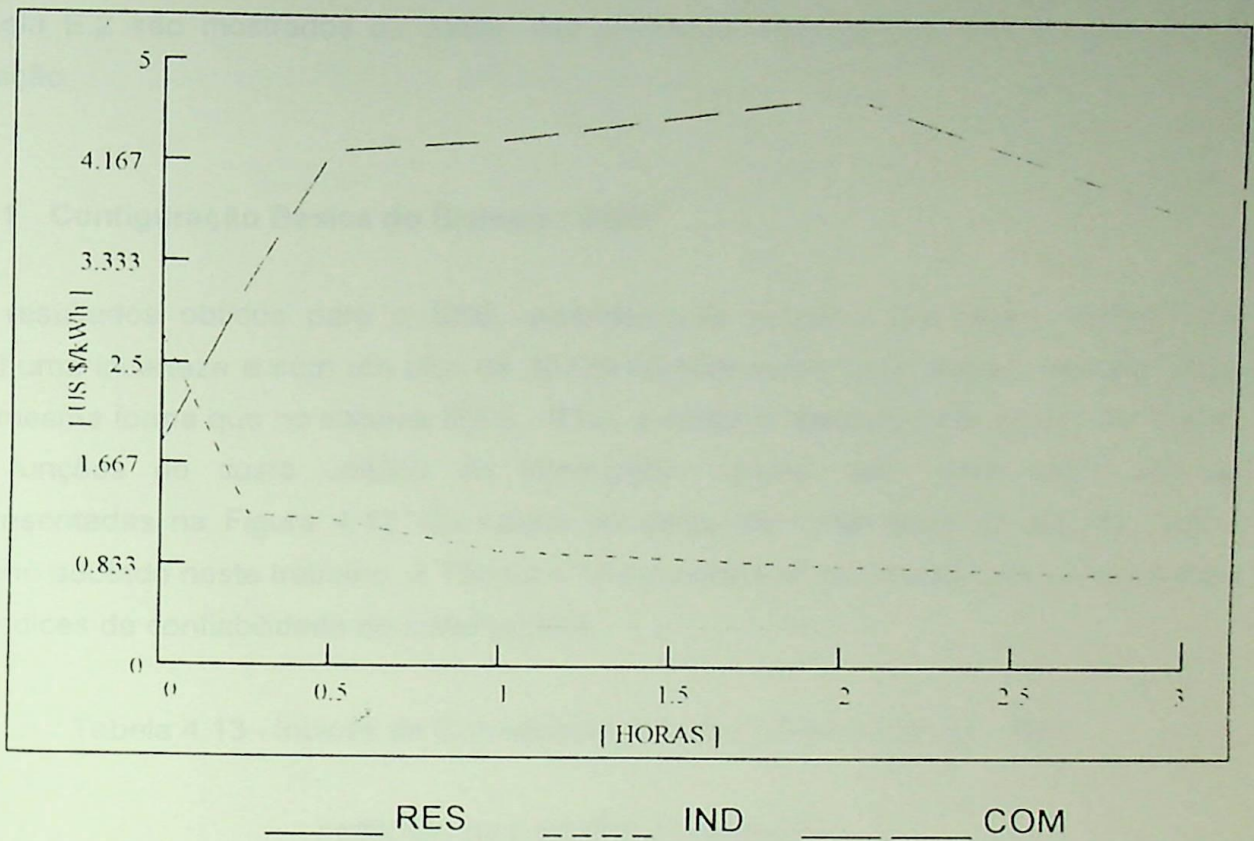


Figura 4.11 - Custo Unitário de Interrupção Eletrobrás - Adotada SSB

Foram representadas 28 áreas de carga no sistema e, cada uma foi modelada com uma composição de carga específica em relação as classes de consumidores mais usuais (residencial, comercial e industrial). Nas simulações adotou-se os valores por barras, de acordo com a área a que pertence, e a composição resultante a nível do sistema é apresentada na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Composição Resultante do Sistema SSB

CLASSE	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	21.0
COMERCIAL	30.0
INDUSTRIAL	49.0

No Apêndice E são apresentados na Tabela E.1 os dados das barras de carga e sua participação na carga do sistema, junto com sua composição por classe de usuário. Na Tabela E.2 são mostrados os dados das principais características das unidades de geração.

#### 4.3.1 Configuração Básica do Sistema "SSB"

Os resultados obtidos para o SSB, considerou-se a curva de carga horária sem nenhuma incerteza e com um pico de 39739.40 MW como valor básico de referência. Da mesma forma que no sistema IEEE - RTS, a carga é representada a nível de barra. As funções de custo unitário de interrupção usadas para este caso são as representadas na Figura 4.12. Os cortes de carga são realizados de acordo com o critério adotado neste trabalho. A Tabela 4.13 apresenta os resultados encontrados para os índices de confiabilidade do sistema SSB.

Tabela 4.13 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico -SSB

PERÍODO DE ESTUDO = 206 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
LOLP	0.129274E-02	3.571501
LOLE	0.470558 (d/A) 11.293386 (h/A)	3.571502
LOLF	0.115777E+02 (Oc/A) 0.318068E-01 (Oc/D) 0.132528E-02 (Oc/H)	3.254138
LOLD~	0.108983E-03 (Anos) 0.039670 (Dias) 0.952077 (Horas)	1.142218
LOLD	0.111658E-03 (Anos) 0.040644 (Dias) 0.975446 (Horas)	0.971807
EPNS	0.641065E+00 (MW)	4.980908
EENS	5600.343750 (MWh)	4.980915

O custo de perda de carga LOLC é apresentado na Tabela 4.14 mas só são mostradas as barras com os valores mais altos na participação deste custo. Na Tabela 4.15

apresentam-se os valores de participação no custo de perda de carga por classe de usuário.

Tabela 4.14 - Índice LOLC por Barra (os maiores valores) e para o Sistema SSB

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. β (%)
22	0.262208	4.974
127	0.104909	4.974
SISTEMA	1.848114	4.981

Tabela 4.15 - Custo de Perda de Carga por Classe de Consumidor SSB

SETOR	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	1 848114	100.00
COMERCIAL	0.0	0.0
INDUSTRIAL	0.0	0.0

A Figura 4.12 mostra a função de densidade de probabilidades associada à variável aleatória LOLC cujo valor esperado ( valor médio) para o sistema é dado na Tabela 4.14

## FUNÇÃO DE DENSIDADE

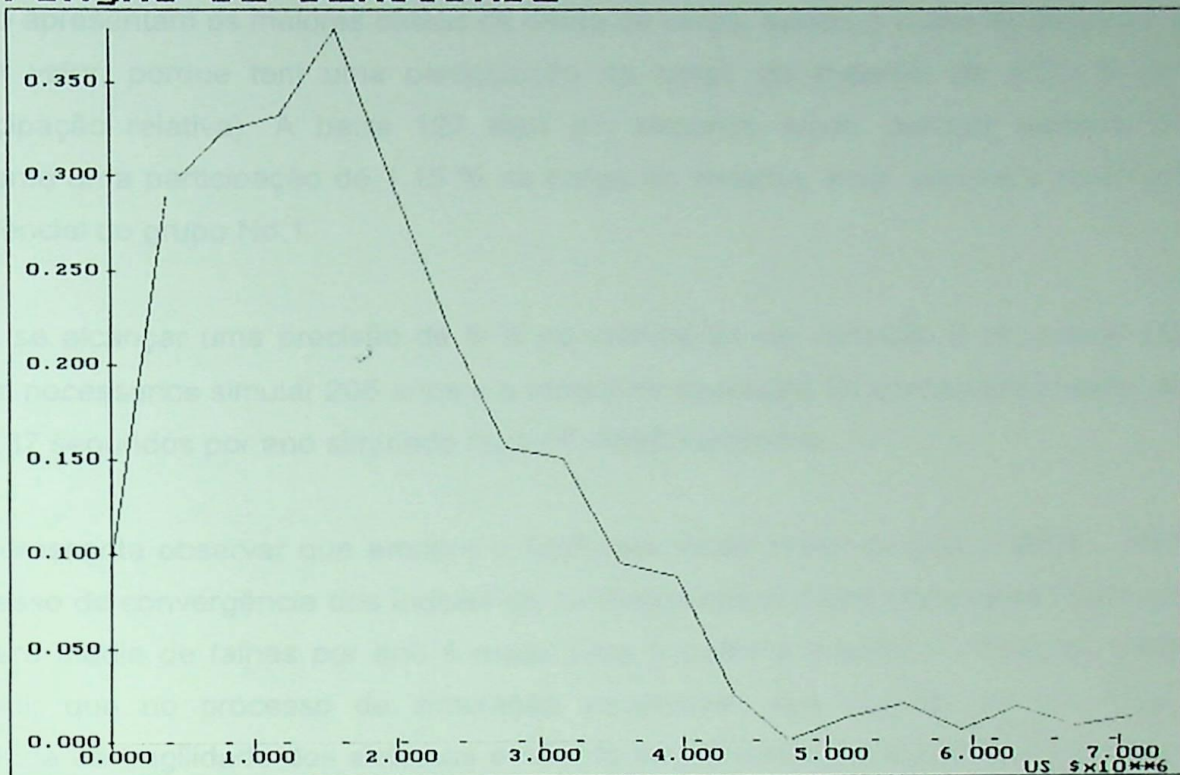


Figura 4.12 - Função de Densidade de Probabilidade do Índice LOLC - SSB

Dos resultados encontrados pode-se concluir que o sistema de geração do SSB, é robusto, embora apresente uma carga elevada. A reserva estática para o pico de carga é de 2521.60 MW. Nestas condições o sistema apresenta uma frequência média de falha, LOLF, relativamente baixa de 11.58 oc/ano e uma duração média de interrupção de 0.975 horas, ou seja, quase uma hora de interrupção por ano. Com estes valores para estes índices pode-se dizer que o sistema de geração do SSB é pouco vulnerável a interrupções intempestivas por saídas forçadas de suas unidades geradoras.

O valor esperado de custo de perda de carga LOLC é de 1.8481 milhões de dólares por ano, valor este aceitável para o sistema SSB. Segundo os resultados por barra, a carga residencial foi a única atingida pelos cortes de energia e dentro deste setor, as barras que pertencem somente ao grupo No. 1 (barras de menor importância) sofreram

interrupções de carga. Esta é a razão fundamental para o custo de perda de carga apresentar um valor tão baixo, pois é somente o setor residencial que contribui com este custo. As barras 22 (S.JOSÉ-1-138 KV) e 127 (ANHAMG-2-230 KV) pertencentes a este grupo apresentam os maiores custos de perda de carga, sendo o custo da barra 22 o de maior valor, porque tem uma participação na carga do sistema de 5.03 % (maior participação relativa). A barra 127 está em segundo lugar, porque embora tenha somente uma participação de 1.15 % na carga do sistema, esta possui a maior carga residencial do grupo No.1.

Para se alcançar uma precisão de 5 % no coeficiente de variação  $\beta$  do índice LOLC, foram necessários simular 206 anos e o tempo de execução foi aproximadamente de 15 ou 4.37 segundos por ano simulado num PC-486DX2/66MHz.

É interessante observar que embora o SSB seja muito maior do que o IEEE - RTS, o processo de convergência dos índices de confiabilidade é muito mais rápido visto que o número médio de falhas por ano é maior para o sistema brasileiro. Portanto, pode-se concluir que no processo de simulação seqüencial, sua rapidez de convergência depende da fragilidade dos sistemas e não de seu tamanho (número de componentes) [1]. Por exemplo o sistema hipotético considerado no capítulo III, sua convergência é muito rápida porque é um sistema muito fraco. O sistema IEEE-RTS é um sistema que possui índices de risco menores, portanto, sua convergência é muito lenta.

A Tabela 4.16 mostra os riscos de se violar diferentes níveis aceitáveis de custo de perda de carga LOLC<sup>a</sup> = 1, 2, 5, 10 milhões de dólares por ano) extraídas da função de densidade de probabilidade associada a variável aleatória LOLC, mostrada na Figura 4.12.

Tabela 4.16 - Sistema Brasileiro: LOLC<sup>a</sup> x Risco

LOLC <sup>a</sup> (\$/Ano)	Risco (%)
1x10 <sup>6</sup>	70.628
2x10 <sup>6</sup>	35.350
5x10 <sup>6</sup>	3.379
10x10 <sup>6</sup>	0.0

Dos valores mostrados na Tabela 4.16, pode-se concluir que, por exemplo, se um custo de perda de carga de 5 milhões de dólares por ano for considerado aceitável para o sistema SSB, existirá um risco de 3.379 % para que este valor seja violado.

#### 4.4 APLICAÇÃO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

O conceito de análise da expansão de capacidade [11] é ilustrado usando o sistema teste básico IEEE - RTS. A diferença básica será que em vez de usar valores esperados (valores médios) dos índices de confiabilidade como limites (e.g. LOLE ou EENS), a distribuição completa do índice LOLC é considerada. Portanto, considere-se  $LOLC^a = 1 \times 10^6$  US \$/ano como o valor limite aceitável de custo de perda de carga e considere-se também 10 % como o risco de não se obter este valor. A questão a ser respondida é: em quais anos deverão novas unidades geradoras ser colocadas em operação de modo a satisfazer os valores anteriores?

Para verificar a necessidade de se adicionar uma nova unidade ao sistema, o planejamento da expansão utilizando o critério de custo de perda de carga é realizado como se segue. Considere que a carga do sistema cresce com uma taxa anual de 1 %, e que unidades adicionais a gás com capacidade de 50 MW (MTTF = 550 horas e MTTR = 75 horas) [29], podem ser usadas para reduzir os custos de interrupção a valores aceitáveis. Os resultados do processo de expansão são mostrados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Expansão do Sistema de Geração do IEEE - RTS

Ano	Unidade adicionada (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Pico de carga (MW)	Risco (%)
0	-	3405.0	2850.00	7.77
1	-	3405.0	2878.50	9.76
2	-	3405.0	2907.28	12.30
	50.00	3455.0	2907.28	8.51
3	-	3455.0	2936.36	10.00
4	-	3455.0	2965.72	13.38
	50.00	3505.0	2965.72	8.91

De modo manter o risco de se violar um milhão de dólares por ano abaixo de 10 %, as unidades de 50 MW deverão ser adicionadas nos anos 2 e 4. Obviamente, os estudos de expansão devem cobrir um período bem maior de modo a se obter condições econômicas mais estáveis. Além disto, este esquema particular usando unidades de 50 MW deveria ser comparado a outros esquemas para escolher a alternativa ótima do plano de expansão.

#### 4.5 CONCLUSÕES

Os resultados encontrados para os índices de confiabilidade do sistema básico IEEE-RTS são semelhantes aos valores conhecidos destes índices (não se inclui o índice LOLC) previamente publicados em outros trabalhos [14].

O custo de perda de carga para o sistema básico IEEE-RTS é de 356.86 mil dólares por ano, que é um valor baixo comparado com os níveis de investimento no sistema, o que permite deduzir que é um sistema robusto e, portanto, pouco vulnerável.

O custo de perda de carga por barra permite conhecer as barras onde os impactos das interrupções produzem maiores prejuízos a seus usuários. No caso do sistema IEEE-RTS são as barras 8 e 15, visto que são as barras que possuem maior quantidade de carga residencial.

As contribuições dos setores de consumo para o índice LOLC do sistema é basicamente definido pela política de corte de carga. Neste caso, o setor residencial contribui com 73.011 % dos custos totais, contra 26.989 % do setor comercial e, conseqüentemente, 0% do setor industrial.

Para alcançar 5 % de precisão no coeficiente de convergência  $\beta$  do índice LOLC foram necessários simular 6635 anos para o sistema IEEE-RTS. O tempo total de execução foi de 59 minutos ou 0.534 segundos por ano simulado, num PC-486DX2/66MHz.

O valor predeterminado de  $1 \times 10^6$  \$/ano como limite aceitável para o custo de perda de carga e um risco de 10 % de não se obter tal valor, permite a expansão do sistema IEEE-RTS com entrada de novas unidades de 50 MW cada dois anos, para um crescimento na demanda de 1 % anual.

Os resultados para os índices de confiabilidade do sistema brasileiro SSB mostram um número baixo de interrupções por ano (11.57 oc/ano). Conseqüentemente, o custo de perda de carga é de 1.85 milhões de dólares \$/ano, que é um valor baixo comparado com os níveis de investimento no sistema. Portanto, pode-se concluir que o grau de confiabilidade do SSB é aceitável.

O resultados do custo de perda de carga por barra do sistema SSB mostram que as barras 22 e 127 são as mais afetadas pelos cortes de energia, pois possuem os valores mais altos de participação neste custo.

As contribuições dos setores de consumo para o índice LOLC do SSB indicam que o setor residencial contribui com 100.00 % dos custos totais, os setores comercial e industrial não têm participação neste custo.

Para alcançar 5 % de precisão no coeficiente de convergência  $\beta$  do índice LOLC do sistema SSB foram necessários simular 206 anos. O tempo total de execução foi de 15 minutos ou 4.37 segundos por ano simulado num PC-486DX2/66MHz.

De acordo com as políticas de corte de carga estabelecidas pelas concessionárias de energia elétrica, os consumidores mais afetados pelas interrupções pertencem ao setor residencial, porque é a primeira carga a ser cortada.

A média da duração de corte de carga estimada pelos parâmetros  $LOLD_{\sim}$  (valor aproximado) e  $LOLD$  (valor exato) são semelhantes para sistemas com um número alto de interrupções. Para sistemas pouco vulneráveis estes parâmetros apresentam valores diferentes. Por isto, para estimar a média de duração dos cortes de carga deve-se usar a expressão (3.18), que calcula o valor preciso deste índice para qualquer sistema e sob qualquer condição de operação.

O índice LOLC tem um comportamento não-linear às variações de carga e das características das unidades geradores do sistema.

O índice LOLC, é influenciado amplamente pelas variações na carga do sistema. Para poder garantir um grau aceitável de confiabilidade com o crescimento da demanda, é necessário manter uma taxa de crescimento adequada da capacidade de geração.

Desta forma consegue-se controlar o número de interrupções e conseqüentemente o valor de custo de perda de carga a um valor pré-determinado.

A confiabilidade de um sistema de geração é bastante sensível às variações das taxas de falha e reparo das unidades geradoras.

O algoritmo de simulação desenvolvido neste trabalho constitui uma ferramenta útil para as análises de confiabilidade de sistemas de geração. Sua versatilidade permite considerar várias condições de operação nas análises. Pelos resultados obtidos, considera-se seu desempenho altamente satisfatório no processo de simulação seqüencial, outorgando-lhe um grau amplo de confiança nas suas estimativas dos índices de confiabilidade.

Os valores dos tempos de execução para os dois sistemas analisados são aceitáveis concordando com o seu grau de vulnerabilidade e, além disto reduzidos, pois a base fundamental do algoritmo desenvolvido neste trabalho é a simulação de Monte Carlo seqüencial.

Uma nova metodologia baseada nas distribuições dos custos de perda de carga das possíveis configurações de geração, se apresenta com uma alternativa de análise atraente que melhora significativamente o processo decisório do planejamento da expansão de sistemas de geração.

# CAPÍTULO V

## CONCLUSÕES

O principal objetivo do planejamento da expansão da capacidade de geração é estabelecer quando, onde e o tipo das novas unidades de geração que devem ser instaladas no sistema, de modo a manter o suprimento de carga prevista, econômico e confiável. A quantidade planejada de reserva estática deverá considerar a manutenção programada das unidades geradoras, falhas aleatórias das mesmas e uma incerteza no crescimento da carga.

Para encontrar o plano ótimo de expansão é preciso buscar um balanço adequado entre custos e confiabilidade, levando em consideração as incertezas das condições operativas futuras. O plano ótimo de expansão deve então minimizar o somatório dos custos de investimento, do valor esperado do custo de operação e das interrupções de suprimento (valor da confiabilidade). Neste caso, o nível de confiabilidade não é estabelecido *a priori*, mas é uma das conseqüências de um processo de equilíbrio econômico

Uma metodologia apropriada para o planejamento da expansão deve levar em consideração os limites de confiança associados aos índices de confiabilidade de modo a se ter uma decisão mais segura.

Todos os indicadores do valor da confiabilidade dependem da quantidade de energia cortada e dos custos unitários de interrupção associados. Estes custos são obtidos a partir de estudos econômicos que avaliam o impacto causado pelas interrupções de energia em cada uma das classes de consumidores: Residencial, comercial e industrial. De acordo com estas pesquisas, os custos unitários de interrupção dependem de vários aspectos, em particular da *duração* da interrupção.

O custo de interrupção está relacionado às perdas ou prejuízos causados pelas interrupções no fornecimento de energia que surpreendem ao usuário de forma intempestiva.

Para ter uma avaliação exata dos custos de interrupção, é necessário conhecer a evolução cronológica dos estados do sistema. Na realidade, somente os métodos de simulação seqüencial permitem reproduzir o ciclo completo das interrupções, e conseqüentemente a determinação real da duração das interrupções.

Neste trabalho é apresentada uma metodologia baseada na simulação de Monte Carlo seqüencial para a avaliação dos índices de confiabilidade para sistemas de geração. O principal objetivo do desenvolvimento deste modelo é a determinação exata do valor da confiabilidade. As principais contribuições e conclusões são descritas a seguir.

- \* Foi desenvolvido um novo método, que determina de forma exata os impactos causados aos consumidores pelas interrupções de energia, baseado na simulação cronológica dos estados do sistema de geração. Estes impactos ou prejuízos são conhecidos como custos de perda de carga e são representados pelo índice LOLC (*Loss of Load Cost*).
- \* Com esta nova metodologia fica estabelecido que todas as técnicas propostas até hoje para avaliar os custos de perda de carga, são somente casos particulares do método proposto neste trabalho.
- \* O índice LOLC permite realizar uma avaliação mais abrangente para os estudos de confiabilidade, pois fornece indicações dos aspectos econômicos que relacionam o consumidor com as interrupções no fornecimento. Desta forma, este índice torna-se um complemento fundamental das informações relativas a qualidade do suprimento obtidas com outros índices, pois quantifica em termos monetários o valor real da confiabilidade.
- \* Fica demonstrado que o uso do índice LOLC expresso em dólares por ano, o risco de não atingi-lo, expresso como uma probabilidade ou porcentagem nos processos de planejamento de expansão dos sistemas de geração, torna a tomada de decisões mais realistas e por conseguinte mais claras e convincentes.

- \* O índice LOLC calculado por esta nova metodologia, além de estimar seu valor exato, determina sua função de distribuição de probabilidades, com o qual é possível estimar um risco para um valor pré-determinado deste.
- \* O custo de interrupção é determinado de forma direta pelos montantes de energia cortada e a duração da interrupção. A avaliação destes parâmetros de forma exata, permite calcular o valor real dos custos de carga de um sistema.
- \* Para estimar os custos unitários de interrupção, UC (*Unitary Cost*), é necessário avaliar de forma independente os prejuízos causados às diferentes classes de consumidores. Estes valores representam condições particulares de um sistema, região ou país e, portanto, não podem ser usados como valores absolutos ou padrões.
- \* Para determinar com precisão os índices de custo, as cargas devem ser representadas por classes de consumidores ao nível de barras, mesmo que a transmissão não seja modelada. Esta representação traz informações em relação à composição das classes de consumidores nas diferentes barras de carga do sistema, que em termos de custo de interrupção possuem características diferentes. Isto permite estimar com precisão o valor medio dos custos de perda de carga do sistema.
- \* As funções de custos unitários de interrupção por classes de consumidores tem valores diferentes, razão pela qual, o índice LOLC do sistema será corretamente avaliado, somente se uma política ótima de corte de carga por barra for pré-estabelecida. Estes critérios de corte pretendem produzir o menor prejuízo no setor produtivo da sociedade.
- \* As políticas de corte permitem classificar a carga nas barras em duas categorias de corte de energia, começando pelos consumidores que sofrem menos prejuízos até atingir finalmente os consumidores com mais perdas. Além disto, as barras são agrupadas de acordo a certos padrões sócio-econômicos, estabelecendo uma ordem de importância nas barras para executar os cortes de energia.



- \* O índice LOLC tem um comportamento não-linear às variações de carga e das características das unidades geradores do sistema.
- \* O valor da confiabilidade de um sistema de geração é bastante sensível às variações das taxas de falha e reparo das unidades geradoras.
- \* O algoritmo de simulação desenvolvido neste trabalho constitui uma ferramenta útil para as análises de confiabilidade de sistemas de geração. Sua versatilidade permite considerar várias condições de operação nas análises. Pelos resultados obtidos, considera-se seu desempenho altamente satisfatório no processo de simulação seqüencial, outorgando-lhe um grau amplo de confiança nas suas estimativas dos índices de confiabilidade.
- \* Uma nova metodologia baseada nas distribuições dos custos de perda de carga das possíveis configurações de geração, se apresenta como uma alternativa atraente de análise que melhora significativamente o processo decisório do planejamento da expansão do sistemas de geração.

A presente metodologia pode ser ainda aperfeiçoada se forem incorporadas algumas das seguintes propostas para desenvolvimentos futuros nesta mesma linha de pesquisa:

- Os tempos de execução do processo de simulação podem-se reduzir implementando o método *pseudo-seqüencial* e algumas técnicas de redução da variância.
- Deve-se considerar as incertezas associadas aos processos de previsão de carga para obter resultados mais realistas nos custos de perda de carga.
- Tempos de falha e reparo não-exponenciais podem ser considerados com o propósito de ter uma cobertura mais abrangente do comportamento dos sistemas.
- Desenvolver um algoritmo global de otimização que inclua o custo de perda de carga para poder estimar de forma conjunta um plano de custo mínimo. Desta maneira poderia-se estabelecer o valor mínimo do custo das interrupções que deveria ser atingido sob um critério de risco, também estimado neste processo de otimização.

- Todas as metodologías baseadas nos procesos de simulación para análise da confiabilidade em sistemas compostos, devem incluir o método proposto neste trabalho para calcular o valor exato dos custos de perda de carga.
- Deve-se considerar às incertezas nas taxas de falha e reparo das unidades de geração, simulando-se desta maneira o comportamento real das suas características de operação.
- Acrescentar o algoritmo proposto neste trabalho para considerar às análises do sistema de geração sob o critério multi-área. Esta modelagem permitirá considerar análises separaos das áreas de interesse do sistema.
- O comportamento da hidrología em sistemas hidráulicos deve-se considerar especialmente pela incidência deste fator nas capacidades das unidades geradoras.

Tabla A.1. Participación en el sistema de generación

BARRA	TIPO	RESERVA
1	2000	2000
2	2000	2000
3	2000	2000
4	2000	2000
5	2000	2000

Tabla A.2. Distribución de la carga en el sistema de generación

BARRA	CARGA (MW)	RESERVA (MW)
1	2000	2000
2	2000	2000
3	2000	2000
4	2000	2000
5	2000	2000

# APÊNDICE A

## PROCESSOS DE CORTE E REPOSIÇÃO DA CARGA POR BARRA

Este Apêndice mostra um exemplo de aplicação do processo de corte e reposição de carga num sistema hipotético de 5 barras.

Nas Tabelas (A.1) e (A.2) um sistema de barras de carga, cada uma delas contendo diferentes classes de consumidores. Cada barra é classificada numa ordem de importância para executar os cortes de energia. Com este exemplo se executará o corte de carga de acordo à política proposta neste trabalho.

Tabela A.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema

BARRA	FATOR DE PARTICIP. (%)	CARGA (MW)
UM	20.00	200.00
DOIS	30.00	300.00
TRÊS	5.00	50.00
QUATRO	35.00	350.00
CINCO	10.00	100.00
TOTAL	100.00	1000.00

Tabela A.2 - Distribuição da Carga das Barras por Classe de Usuário

BARRA	CARGA (MW)	PERCENTUAL POR CLASSE DE USUÁRIO (%)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	25.00	0.00	75.00	1
DOIS	300.00	33.30	26.70	40.00	2
TRÊS	50.00	0.00	20.00	80.00	2
QUATRO	350.00	14.30	28.60	57.10	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

Para poder realizar os cortes de carga nas barras, deve-se simular uma interrupção no sistema, a qual é representada na seguinte Figura A.1:

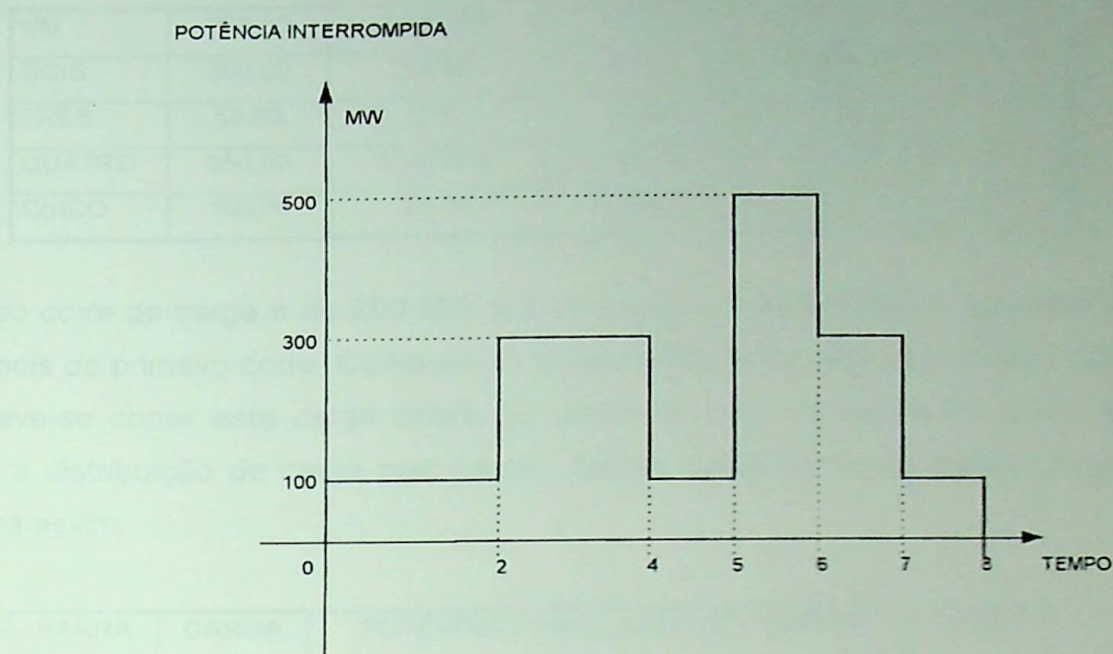


Figura A.1 - Representação de Uma Interrupção

O primeiro corte de carga é de 100 MW, com uma duração do corte de 8 horas. As barras atingidas inicialmente pelo corte de carga são as barras que pertencem ao grupo No.1, barras UM e QUATRO. Destas barras deve-se cortar no início a carga da classe residencial proporcionalmente a carga total, isto é:

Carga residencial da barra UM = 50.00 MW (50.00/100.05) %  
 Carga residencial da barra QUATRO = 50.05 MW (50.05/100.05) %

CARGA TOTAL = 100.05 MW 100 %

Carga cortada na barra UM =  $(50.00/100.05) \times 100 = 49.975012$  MW  
 Carga cortada na barra QUATRO =  $(50.05/100.05) \times 100 = 50.024988$  MW

DÉFICIT = 0.0 MW

A distribuição de carga nas barras depois deste primeiro corte, ficará da seguinte forma:

Para poder realizar os cortes de carga nas barras, deve-se simular uma interrupção no sistema, a qual é representada na seguinte Figura A.1:

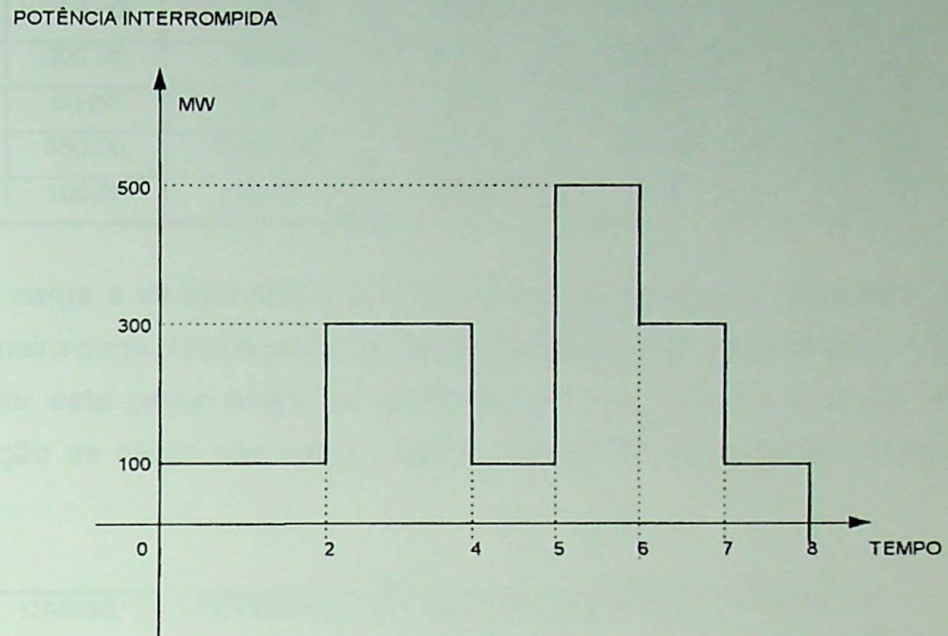


Figura A.1 - Representação de Uma Interrupção

O primeiro corte de carga é de 100 MW, com uma duração do corte de 8 horas. As barras atingidas inicialmente pelo corte de carga são as barras que pertencem ao grupo No.1, barras UM e QUATRO. Destas barras deve-se cortar no início a carga da classe residencial proporcionalmente a carga total, isto é:

Carga residencial da barra UM = 50.00 MW (50.00/100.05) %  
 Carga residencial da barra QUATRO = 50.05 MW (50.05/100.05) %

CARGA TOTAL = 100.05 MW 100 %

Carga cortada na barra UM =  $(50.00/100.05) \times 100 = 49.975012$  MW  
 Carga cortada na barra QUATRO =  $(50.05/100.05) \times 100 = 50.024988$  MW

DÉFICIT = 0.0 MW

A distribuição de carga nas barras depois deste primeiro corte, ficará da seguinte forma:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.024988	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	99.90	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.025012	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

O segundo corte de carga é de 200 MW e sua duração é de 2 horas, e acontece duas horas depois do primeiro corte. Como ainda resta carga residencial nas barras do grupo No. 1, deve-se cortar esta carga antes de continuar com as barras do grupo No.2. Portanto, a distribuição de carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.1 ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	99.90	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

deste corte de potência, ainda faltam por cortar 199,95 MW, os quais devem ser cortados do grupo de barras No.2 , barras DOIS e TRÊS:

Carga residencial da barra DOIS	= 99.90 MW	100.00 %
Carga residencial da barra TRÊS	= 0.00 MW	0.00 %

CARGA TOTAL	= 99.90 MW	100.00 %
-------------	------------	----------

Carga cortada na barra DOIS	= 99.90 MW
-----------------------------	------------

Carga cortada na barra TRÊS	= 0.00 MW
-----------------------------	-----------

DÉFICIT	= (199.95 - 99.90) = 100.05 MW
---------	--------------------------------

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.2 ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

Depois de ter cortado a carga residencial das barras do grupo No. 2, ainda falta por cortar 100.05 MW. Continuando na ordem de importância o último grupo de barras a ser atingido é o grupo No. 3, barra CINCO:

Carga residencial da barra CINCO	=	20.00 MW	100.00 %
CARGA TOTAL	=	20.00 MW	100.00 %
Carga cortada na barra CINCO	=	20.00 MW	
DÉFICIT	=	(100.05 - 20.00) = 80.05 MW	

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.3, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

Depois de ter cortado a carga residencial das barras do grupo No. 3, ainda falta cortar 80.05 MW. Até agora como pode-se perceber, na tabela anterior, que toda a carga residencial do sistema foi cortada. Portanto, deve-se cortar agora a carga comercial. Pela ordem de importância o primeiro grupo de barras a ser atingido é o grupo No. 1, barras UM e QUATRO:

Carga comercial da barra UM	=	0.00 MW	0.00 %
Carga comercial da barra QUATRO	=	100.10 MW	100.00 %

CARGA TOTAL	= 100.10 MW	100.00 %
Carga cortada na barra UM	= 0.00 MW	
Carga cortada na barra QUATRO	= 80.05 MW	
DÉFICIT	= (80.05 - 80.05) = 0.00 MW	

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.1 ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	20.05	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

Segundo a cronologia da interrupção representada na Figura B.1, o passo seguinte é repor um montante de carga de 200 MW. A primeira carga que deve-se restabelecer é a carga comercial cortada nas barras do grupo No. 1, barras UM e QUATRO, que foi a última carga cortada:

Carga comercial restabelecida na barra UM	= 0.00 MW
Carga comercial restabelecida na barra QUATRO	= 80.05 MW
TOTAL CARGA RESTABELECIDADA	= 80.05 MW
Montante de carga a se restabelecer	= (200.00-80.05)=119.95 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois de se repor a carga comercial das barras do grupo No. 1, barras UM e QUATRO, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

O montante de carga a se repor é ainda de 119.95 MW. Como pode-se ver a carga comercial do sistema neste momento está completa, portanto, a carga que deve-se repor agora é a carga residencial. Na ordem de importância das barras a carga que deve-se repor é a carga residencial das barras do grupo No. 3, barra CINCO.

Carga residencial restabelecida na barra CINCO = 20.00 MW

TOTAL CARGA RESTABELECIDADA = 20.00 MW

Montante de carga a se restabelecer =  $(119.95 - 20.00) = 99.95$  MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois de se repor a carga residencial das barras do grupo No. 3, barra CINCO, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

O montante de carga a se repor é ainda de 99.95 MW. Na ordem de importância a carga que deve-se repor é a carga residencial das barras do grupo No. 2, barras DOIS e TRÊS:

Carga residencial restabelecida na barra DOIS = 99.90 MW

Carga residencial restabelecida na barra TRÊS = 0.00 MW

$$\text{TOTAL CARGA RESTABELEECIDA} = 99.90 \text{ MW}$$

$$\text{Montante de carga a se restabelecer} = (99.95 - 99.90) = 0.05 \text{ MW}$$

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois de se repor a carga residencial das barras do grupo No. 2, barras DOIS e TRÊS, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	99.90	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

O montante de carga a se repor é ainda de 0.05 MW. Na ordem de importância a carga que deve-se repor é a carga residencial das barras do grupo No. 1, barras UM e QUATRO:

$$\text{Carga residencial restabelecida na barra UM} = (50.00/100.05) \times 0.05 = 0.024988 \text{ MW}$$

$$\text{Carga residencial restabelecida na barra QUATRO} = (50.05/100.05) \times 0.05 = 0.025012 \text{ MW}$$

$$\text{TOTAL CARGA RESTABELEECIDA} = 0.05 \text{ MW}$$

$$\text{Montante de carga a se restabelecer} = (0.05 - 0.05) = 0.00 \text{ MW}$$

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois de se repor a carga residencial das barras do grupo No. 1, barras UM e QUATRO, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.024988	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	99.90	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.025012	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

Pode-se ressaltar que o processo de reposição da carga é contrario ao processo de corte de carga nas barras do sistema.

De aqui para frente, os processos de corte e reposição de carga serão repetidos da mesma forma que nos passos anteriores deste exemplo.

Cronologicamente na interrupção da Figura B.1 o sistema fica submetido a um corte de 400 MW, dos quais 200 MW de corte só tem duração de 1 hora e os outros 200 MW de corte tem duração de 2 horas. Segundo a ordem de importância (de menor para maior) a primeira carga ser cortada é carga residencial do grupo de barras No. 1, barras UM e QUATRO:

Carga residencial da barra UM = 0.024988 MW (50.00/100.05)%  
 Carga residencial da barra QUATRO = 0.025012 MW (50.05/100.05)%

CARGA TOTAL = 0.05 MW 100 %

Carga cortada na barra UM = 0.024988 MW  
 Carga cortada na barra QUATRO = 0.025012 MW

DÉFICIT = (200.00 - 0.05) = 199.95 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.1, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	99.90	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

deste corte de potência, ainda restam por cortar 199,95 MW, os quais devem-se cortar do grupo de barras No.2 , barras DOIS e TRÊS:

Carga residencial da barra DOIS = 99.90 MW 100.00 %

Carga residencial da barra TRÊS = 0.00 MW 0.00 %

CARGA TOTAL = 99.90 MW 100.00 %

Carga cortada na barra DOIS = 99.90 MW

Carga cortada na barra TRÊS = 0.00 MW

DÉFICIT = (199.95 - 99.90) = 100.05 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.2, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	20.00	80.00	0.00	3

Depois de ter cortado a carga residencial das barras do grupo No. 2, ainda restam por cortar 100.05 MW. Continuando na ordem de importância o ultimo grupo de barras a ser atingido é o grupo No. 3, barra CINCO:

Carga residencial da barra CINCO = 20.00 MW 100.00 %

CARGA TOTAL = 20.00 MW 100.00 %

Carga cortada na barra CINCO = 20.00 MW

DÉFICIT = (100.05 - 20.00) = 80.05 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.3, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	100.10	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

Depois de ter cortado a carga residencial das barras do grupo No. 3, ainda restam por cortar 80.05 MW. Até aqui como pode-se perceber, na tabela anterior, que toda a carga residencial do sistema foi cortada. Portanto, deve-se cortar agora a carga comercial. Pela ordem de importância o primeiro grupo de barras a ser atingido é o grupo No. 1, barras UM e QUATRO:

Carga comercial da barra UM	=	0.00 MW	0.00 %
Carga comercial da barra QUATRO	=	100.10 MW	100.00 %
<b>CARGA TOTAL</b>	=	<b>100.10 MW</b>	<b>100.00 %</b>
Carga cortada na barra UM	=	0.00 MW	
Carga cortada na barra QUATRO	=	80.05 MW	
<b>DÉFICIT</b>	=	<b>(80.05 - 80.05) = 0.00 MW</b>	

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.1 ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	20.05	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

Agora tem se cortar 200 MW mais, portanto, o corte de carga será executado novamente nas barras do grupo No. 1, porque ainda existe carga nestas barras, então:

Carga comercial da barra UM = 0.00 MW 0.00 %  
 Carga comercial da barra QUATRO = 20.05 MW 100.00 %

CARGA TOTAL = 20.05 MW 100.00 %

Carga cortada na barra UM = 0.00 MW  
 Carga cortada na barra QUATRO = 20.05 MW

DÉFICIT = (200.00 - 20.05) = 179.95 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.1, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	80.10	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	10.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	0.00	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

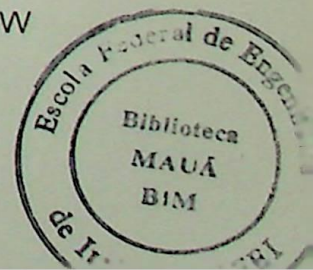
A carga comercial das barras do grupo No. 1 foi cortada totalmente e, o déficit de potência ainda continua, portanto, a carga comercial do grupo de barras No. 2 deve-se cortar, barras DOIS e TRÊS:

Carga comercial da barra DOIS = 80.10 MW (80.10/90.10) %  
 Carga comercial da barra TRÊS = 10.00 MW (10.00/90.10) %

CARGA TOTAL = 90.10 MW 100.00 %

Carga cortada na barra DOIS = 80.10 MW  
 Carga cortada na barra TRÊS = 10.00 MW

DÉFICIT = (179.95 - 90.10) = 89.95 MW



Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.2, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	0.00	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	0.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	0.00	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	80.00	0.00	3

A carga comercial das barras do grupo No. 2 foi cortada totalmente e, o déficit de potência ainda continua, portanto, a carga comercial do grupo de barras No. 3 deve-se cortar, barra CINCO:

Carga comercial da barra CINCO = 80.00 MW 100.00 %

CARGA TOTAL = 80.00 MW 100.00 %

Carga cortada na barra CINCO = 80.00 MW

DÉFICIT = (89.95 - 80.00) = 9.95 MW

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do grupo No.3, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	150.00	1
DOIS	300.00	0.00	0.00	120.00	2
TRÊS	50.00	0.00	0.00	40.00	2
QUATRO	350.00	0.00	0.00	199.85	1
CINCO	100.00	0.00	0.00	0.00	3

Depois de ter cortado a carga comercial das barras do grupo No. 3, ainda falta por cortar 9.95 MW. Até aqui como pode-se perceber, na tabela anterior, que toda a carga comercial do sistema foi cortada. Portanto, deve-se cortar agora a carga industrial. Nesta classe de consumidores a carga é cortada simultaneamente para todos, mas em forma proporcional ao montante total. A carga destes consumidores não tem nenhuma prioridade de corte por importância das barras:

Carga industrial da barra UM	= 150.00 MW	(150.00/509.85)x100 %
Carga industrial da barra DOIS	= 120.00 MW	(120.00/509.85)x100 %
Carga industrial da barra TRÊS	= 40.00 MW	( 40.00/509.85)x100 %
Carga industrial da barra QUATRO	= 199.85 MW	(199.85/509.85)x100 %
Carga industrial da barra CINCO	= 0.00 MW	(0.00) %
CARGA TOTAL	= 509.85 MW	100.00 %

Carga cortada na barra UM	= (150.00/509.85)x9.95 = 2.927332 MW
Carga cortada na barra DOIS	= (120.00/509.85)x9.95 = 2.341865 MW
Carga cortada na barra TRÊS	= ( 40.00/509.85)x9.95 = 0.780622 MW
Carga cortada na barra QUATRO	= (199.85/509.85)x9.95 = 3.900181 MW
Carga cortada na barra CINCO	= 0.00 MW

$$\text{DÉFICIT} = (9.95 - 9.95) = 0.00 \text{ MW}$$

Portanto, a distribuição da carga nas barras, depois deste corte nas barras do sistema com carga industrial, ficará assim:

BARRA	CARGA (MW)	POTÊNCIA POR CLASSE DE USUÁRIO (MW)			GRUPO
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
UM	200.00	0.00	0.00	147.072668	1
DOIS	300.00	0.00	0.00	117.658135	2
TRÊS	50.00	0.00	0.00	39.219378	2
QUATRO	350.00	0.00	0.00	195.949819	1
CINCO	100.00	0.00	0.00	0.00	3

Agora, segundo a representação da interrupção na Figura 3.6, deve-se continuar com um processo de reposição de carga, o qual é executado em forma contrária ao processo de corte de carga. A primeira carga a se repor é a carga industrial, em segundo a carga comercial, e por último a carga residencial. O processo de reposição das cargas residencial e comercial é executado pela ordem de importância do grupo de barras (da mais importante para a menos).

#### DESCRIÇÃO DO MODELO DA CARGA

Atual da carga para o sistema LEAG é de 1000 MW. A carga é representada por uma curva ou referências para as cargas industriais, comerciais e residenciais. A carga semanal da carga de pico em MW é de 1000 MW.

Tabla B.1 - Pico Semanal de Carga

SEMANA	POU DE CARGA (MW)	SEMANA	POU DE CARGA (MW)
1	1000	4	1000
2	1000	5	1000
3	1000	6	1000
4	1000	7	1000
5	1000	8	1000
6	1000	9	1000
7	1000	10	1000
8	1000	11	1000
9	1000	12	1000

# APÊNDICE B

## SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE (IEEE-RTS)

### B.1 INTRODUÇÃO

O sistema teste de confiabilidade da IEEE é um sistema amplo e robusto que permite realizar testes para muitas metodologias propostas nos estudos de confiabilidade. Possui uma geração com uma capacidade nominal de 3405 MW, para atender uma demanda com uma carga com um pico anual de 2850 MW.

### B.2 DESCRIÇÃO DO MODELO DA CARGA

O pico anual de carga para o sistema teste é de 2850 MW. Este valor é adotado como o valor base ou referência para as demais situações consideradas. A Tabela B.1 fornece os dados semanais da carga de pico em por cento do pico anual de carga (2850 MW):

Tabela B.1 - Pico Semanal de Carga em por Cento da Pico Anual

SEMANA	PICO DE CARGA (%)	SEMANA	PICO DE CARGA (%)
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6

Tabela B.1 - Pico Semanal de Carga em Por Cento do Pico Anual  
(Continuação)

SEMANA	PICO DE CARGA (%)	SEMANA	PICO DE CARGA (%)
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

Desta Tabela pode-se observar que o pico anual ocorre na semana No. 51. Os dados da Tabela B.1 mostram um modelo típico, com dois picos. O segundo pico se apresenta na semana No. 23 (90.0 %), com vales aproximadamente de 70 % entre cada pico. As semanas com carga mais alta estão localizadas nas últimas semanas do ano.

A Tabela B.2 fornece dados de um ciclo diário de carga de pico, em por cento do pico semanal:

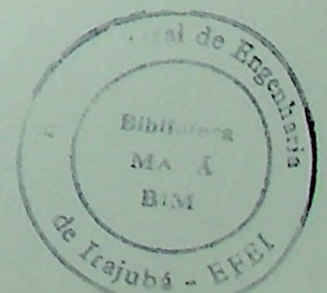


Tabela B.2 - Pico Diário de Carga em Por Cento do Pico Semanal.

DIA	PICO DE CARGA (%)
SEGUNDA	93.0
TERÇA	100.0
QUARTA	98.0
QUINTA	96.0
SEXTA	94.0
SÁBADO	77.0
DOMINGO	75.0

A mesmo ciclo semanal de carga de pico é estabelecido para aplicá-lo em todas as estações. Os dados das Tabelas B.1 e B.2, em conjunto com o pico anual de carga definem um modelo diário de carga pico de  $52 \times 7 = 364$  dias, com a segunda como o primeiro dia do ano.

A Tabela B.3 fornece os dados dos modelos de carga dos dias de segunda a sexta e fins de semana, para cada uma das três estações. É estabelecido um intervalo de semanas (número de semanas) para cada estação. As primeiras duas colunas desta Tabela refletem uma estação de inverno (pico noturno), enquanto as próximas duas colunas refletem uma estação de verão (pico da tarde). O intervalo de semanas mostrado para cada estação representa a aplicação de um pico do sistema para o inverno. Se a Tabela B.1 é iniciada com um mês do verão, então os intervalos de cada coluna do modelo horário de carga da Tabela B.3 podem ser modificados, conforme:

Tabela B.3 - Carga Pico Horária em Por Cento do Pico Diário

Hora	SEMANAS DO INVERNO 1-8 & 44-52		SEMANAS DO VERÃO 18-30		SEMANAS DA PRIMAVERA/OUTONO 9-17 & 31-43	
	Segunda- Sexta (%)	Fim de semana (%)	Segunda- Sexta (%)	Fim de semana (%)	Segunda- Sexta (%)	Fim de semana (%)
0-1	67.0	78.0	64.0	74.0	63.0	75.0
1-2	63.0	72.0	60.0	70.0	62.0	73.0
2-3	60.0	68.0	58.0	66.0	60.0	69.0
3-4	59.0	66.0	56.0	65.0	58.0	66.0
4-5	59.0	64.0	56.0	64.0	59.0	65.0
5-6	60.0	65.0	58.0	62.0	65.0	65.0
6-7	74.0	66.0	64.0	62.0	72.0	68.0
7-8	86.0	70.0	76.0	66.0	85.0	74.0
8-9	95.0	80.0	87.0	81.0	95.0	83.0
9-10	96.0	88.0	95.0	86.0	99.0	89.0
10-11	96.0	90.0	99.0	91.0	100.0	92.0
11-12	95.0	91.0	100.0	93.0	99.0	94.0
12-13	95.0	90.0	99.0	93.0	93.0	91.0
13-14	95.0	88.0	100.0	92.0	92.0	90.0
14-15	93.0	87.0	100.0	91.0	90.0	90.0
15-16	94.0	87.0	97.0	91.0	88.0	86.0
16-17	99.0	91.0	96.0	92.0	90.0	85.0
17-18	100.0	100.0	96.0	94.0	92.0	88.0
18-19	100.0	99.0	93.0	95.0	96.0	92.0
19-20	96.0	97.0	92.0	95.0	98.0	100.0
20-21	91.0	94.0	92.0	100.0	96.0	97.0
21-22	83.0	92.0	93.0	93.0	90.0	95.0
22-23	73.0	87.0	87.0	88.0	80.0	90.0
23-24	63.0	81.0	72.0	80.0	70.0	85.0

Combinando as Tabelas B.1, B.2 e B.3 com o pico anual de carga (2850 MW), define-se um modelo horário de carga de  $364 \times 24 = 8736$  horas.

### B.3 DESCRIÇÃO DO MODELO DE GERAÇÃO

A Tabela B.4 fornece uma lista das capacidades e dados de confiabilidade das unidades de geração. Este modelo possui 9 usinas com um total de 32 geradores e uma capacidade nominal de 3405 MW. A informação específica registrada nesta Tabela é a *taxa de saída forçada* FOR (forced outage rate), *tempo médio para falha* MTTF (mean time to fail) e o *tempo médio para reparo* MTTR (mean time to repair) estes parâmetros são necessários para realizar as estimativas de frequência e duração. A Tabela B.5 mostra os valores das taxas de falha e reparo por ano para as unidades de geração do sistema teste da IEEE, estes valores estão calculados na base de 8736 horas (364x24).

Tabela B.4 - Dados de Confiabilidade das Unidades de Geração

NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDADE NOMINAL (MW)	FOR	MTTF (Horas)	MTTR (Horas)	PROGRAMA MANUTENÇÃO (Semanas/ano)
5	12.00	0.02	2940.0	60.0	2
4	20.00	0.10	450.0	50.0	2
6	50.00	0.01	1980.0	20.0	2
4	76.00	0.02	1960.0	40.0	3
3	100.00	0.04	1200.0	50.0	3
4	155.00	0.04	960.0	40.0	4
3	197.00	0.05	950.0	50.0	4
1	350.00	0.08	1150.0	100.0	5
2	400.00	0.12	1100.0	150.0	6

NUMERO TOTAL DE UNIDADES	TOTAL CAPACIDADE NOMINAL (MW)
32	3405.00

Tabela B.5 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração

Número de unidades	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (F/ano)	Taxa de Reparo (R/ano)
5	12.0	2.9714	145.60
4	20.0	19.4133	174.72
6	50.0	4.4121	436.80
4	76.0	4.4571	218.40
3	100.0	7.2800	174.72
4	155.0	9.1000	218.40
3	197.0	9.1958	174.72
1	350.0	7.5965	87.36
2	400.0	7.9418	58.24

#### B.4 BARRAS DE CARGA DO SISTEMA

A Tabela B.6 apresenta a participação da carga do sistema por barra e a sua composição. Foram consideradas três classes de consumidores: residencial, comercial e industrial.

Tabela B.7 - Participação da Carga do Sistema por Barra e por Classe de Consumidor

BARRA	CARGA (%)	PERCENTUAL POR CLASSE DE USUÁRIO (%)		
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
1	3.80	20.00	40.00	40.00
2	3.40	30.00	00.00	70.00
3	6.30	20.00	10.00	70.00
4	2.60	20.00	00.00	80.00
5	2.50	10.00	20.00	70.00
6	4.80	30.00	10.00	60.00
7	4.40	20.00	10.00	70.00
8	6.00	50.00	00.00	50.00
9	6.10	20.00	30.00	50.00

Tabela B.7 - Participação da Carga do Sistema por Barra e por Classe de Consumidor  
(Continuação)

BARRA	CARGA (%)	PERCENTUAL POR CLASSE DE USUÁRIO (%)		
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
10	6.80	20.00	10.00	70.00
13	9.30	10.00	20.00	70.00
14	6.80	20.00	20.00	60.00
15	11.10	10.00	30.00	60.00
16	3.50	20.00	40.00	40.00
18	11.70	10.00	10.00	80.00
19	6.40	20.00	10.00	70.00
20	4.50	20.00	20.00	60.00

Da Tabela B.7 podemos observar que o número total de barras de carga neste sistema teste é de 18. As barras com maior participação na carga do sistema são as barras 13, 15 e 18. A barra que possui a maior carga residencial é a barra 8. As barras que possuem a maior carga comercial são as barras 1 e 16. As barras com a maior carga industrial são as barras 4 e 18.

# APÊNDICE C

## ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA BASE IEEE - RTS

Neste apêndice são apresentados os resultados dos índices de confiabilidade do sistema teste básico da IEEE - RTS para o pico base de 2850.0 MW, da mesma forma como são mostrados pelo programa computacional desenvolvido neste trabalho. Os valores destes índices para o caso base são usados como referência para comparar seus valores com os achados sob outras condições de operação.

BARRA	LOLP	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.001090	2.128
2	0.000143	5.783
3	0.001090	2.128
4	0.000422	3.539
5	0.000143	5.783
6	0.000422	3.539
7	0.001090	2.128
8	0.001090	2.128
9	0.000422	3.539
10	0.000143	5.783
13	0.000422	3.539
14	0.000143	5.783
15	0.001090	2.128
16	0.000422	3.539
18	0.001090	2.128
19	0.000143	5.783
20	0.000422	3.539

BARRA	LOLE		COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(d/A)	(h/A)	
1	0.396885	9.525249	2.128
2	0.051970	1.247287	5.783
3	0.396885	9.525249	2.128
4	0.153615	3.686750	3.539
5	0.051970	1.247287	5.783
6	0.153615	3.686750	3.539
7	0.396885	9.525249	2.128
8	0.396885	9.525249	2.128
9	0.153615	3.686750	3.539
10	0.051970	1.247287	5.783
13	0.153615	3.686750	3.539
14	0.051970	1.247287	5.783
15	0.396885	9.525249	2.128
16	0.153615	3.686750	3.539
18	0.396885	9.525249	2.128
19	0.051970	1.247287	5.783
20	0.153615	3.686750	3.539

BARRA	LOLF			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Oc/A)	(Oc/D)	(Oc/H)	
1	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
2	0.137453	0.000378	0.000016	5.321
3	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
4	0.456820	0.001255	0.000052	3.224
5	0.137453	0.000378	0.000016	5.321
6	0.456820	0.001255	0.000052	3.224
7	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
8	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
9	0.456820	0.001255	0.000052	3.224
10	0.137453	0.000378	0.000016	5.321
13	0.456820	0.001255	0.000052	3.224
14	0.137453	0.000378	0.000016	5.321
15	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
16	0.456820	0.001255	0.000052	3.224
18	2.037076	0.005596	0.000233	1.701
19	0.137453	0.000378	0.000016	5.321
20	0.456820	0.001255	0.000052	3.224



BARRA	LOLD~			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000274	0.099753	2.394075	1.423
2	0.000074	0.026998	0.647962	4.640
3	0.000274	0.099753	2.394075	1.437
4	0.000176	0.064071	1.537694	2.673
5	0.000074	0.026998	0.647962	4.640
6	0.000176	0.064071	1.537694	2.673
7	0.000274	0.099753	2.394075	1.437
8	0.000274	0.099753	2.394075	1.437
9	0.000176	0.064071	1.537694	2.673
10	0.000074	0.026998	0.647962	4.640
13	0.000176	0.064071	1.537694	2.673
14	0.000074	0.026998	0.647962	4.640
15	0.000274	0.099753	2.394075	1.437
16	0.000176	0.064071	1.537694	2.673
18	0.000274	0.099753	2.394075	1.437
19	0.000074	0.026998	0.647962	4.640
20	0.000176	0.064071	1.537694	2.673

BARRA	LOLD			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
2	0.001039	0.378095	9.074286	1.685
3	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
4	0.000924	0.336270	8.070473	0.929
5	0.001039	0.378095	9.074286	1.685
6	0.000924	0.336270	8.070473	0.929
7	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
8	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
9	0.000924	0.336270	8.070473	0.929
10	0.001039	0.378095	9.074286	1.685
13	0.000924	0.336270	8.070473	0.929
14	0.001039	0.378095	9.074286	1.685
15	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
16	0.000924	0.336270	8.070473	0.929
18	0.000535	0.194830	4.675921	0.926
19	0.001039	0.378095	9.074286	1.685
20	0.000924	0.336270	8.070473	0.929

BARRA	EENS ( MWH )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	93.835701	2.713
2	8.269889	7.949
3	152.370621	2.639
4	14.286528	4.802
5	2.030598	7.959
6	39.658478	4.816
7	106.417557	2.639
8	360.249084	2.619
9	33.883511	4.871
10	11.031500	7.951
13	25.921999	4.896
14	11.036485	7.954
15	138.928253	2.773
16	16.511187	4.896
18	142.477173	2.662
19	10.382586	7.951
20	24.906256	4.846
SISTEMA	1195.197510	2.972

SETOR	EENS ( MWH )	PARTICIPAÇÃO ( % )
RESIDENCIAL	1181.882320	98.886
COMERCIAL	13.314699	1.114
INDUSTRIAL	0.000000	0.000

# APÊNDICE D

## ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO IEEE - RTS SOB UMA CONDIÇÃO PARTICULAR DE CARGA

Neste Apêndice são apresentados os resultados dos índices de confiabilidade do sistema teste básico da IEEE - RTS para um pico de carga de 4275.0 MW (50 % acima do pico base de carga). Com estes resultados se mostra a grande diferença que existe entre os índices para este caso particular de carga e os índices para carga base. Nas seguintes Tabelas são mostrados os valores dos índices para o sistema e por barra:

PERÍODO DE ESTUDO = 92 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
LOLP	0.215607E+00	0.740584
LOLE	78.480904 (d/A) 1883.541750 (h//A)	0.740547
LOLF	0.217130E+03 (Oc/A) 0.596512E+00 (Oc/D) 0.248547E-01 (Oc/H)	0.814802
LOLD~	0.995192E-03 (Anos) 0.362250 (Dias ) 8.693995 (Horas)	0.625191
LOLD	0.992983E-03 (Anos) 0.361446 (Dias) 8..674699 (Horas)	0.647098
EPNS	0.758216E+02 (MW)	1.486870
EENS	662377.125000 (MWh)	1.486899

BARRA	LOLC (US \$ x 10 <sup>6</sup> )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	78.193237	4.609
2	2.681104	2.959
3	38.216114	4.024
4	2.222925	2.415
5	4.207456	11.249
6	13.544205	5.067
7	26.690624	4.024
8	17.032450	0.949
9	34.779907	7.096
10	12.878410	8.399
13	168.759430	7.425
14	25.632923	9.887
15	64.694824	4.709
16	7.908937	7.304
18	18.401995	4.461
19	7.908937	8.399
20	18.401995	4.988
SISTEMA	559.057556	4.988

SETOR	LOLC (US \$x10 <sup>6</sup> )	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	77.952339	13.944
COMERCIAL	471.114563	84.269
INDUSTRIAL	9.990471	1.787

BARRA	LOLP	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	0.215607	0.741
2	0.099331	2.040
3	0.215607	0.741
4	0.158665	1.238
5	0.099331	2.040
6	0.158665	1.238
7	0.215607	0.741
8	0.215607	0.741
9	0.158665	1.238
10	0.099331	2.040
13	0.158665	1.238
14	0.099331	2.040
15	0.215607	0.741
16	0.158665	1.238
18	0.215607	0.741
19	0.099331	2.040
20	0.158665	1.238

BARRA	LOLE		COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(d/A)	(h/A)	
1	78.480904	1883.541750	0.741
2	36.156471	867.755310	2.040
3	78.480904	1883.541750	0.741
4	57.754021	1386.096560	1.238
5	36.156471	867.755310	2.040
6	57.754021	1386.096560	1.238
7	78.480904	1883.541750	0.741
8	78.480904	1883.541750	0.741
9	57.754021	1386.096560	1.238
10	36.156471	867.755310	2.040
13	57.754021	1386.096560	1.238
14	36.156471	867.755310	2.040
15	78.480904	1883.541750	0.741
16	57.754021	1386.096560	1.238
18	78.480904	1883.541750	0.741
19	36.156471	867.755310	2.040
20	57.754021	1386.096560	1.238

BARRA	LOLF			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Oc/A)	(Oc/D)	(Oc/H)	
1	217.1304032	0.596512	0.024855	0.815
2	80.184784	0.220288	0.009179	1.979
3	217.130432	0.596512	0.024855	0.815
4	134.576080	0.369714	0.015405	1.123
5	80.184784	0.220288	0.009179	1.979
6	134.576080	0.369714	0.015405	1.123
7	217.130432	0.596512	0.024855	0.815
8	217.130432	0.596512	0.024855	0.815
9	134.576080	0.369714	0.015405	1.123
10	80.184784	0.220288	0.009179	1.979
13	134.576080	0.369714	0.015405	1.123
14	80.184784	0.220288	0.009179	1.979
15	217.130432	0.596512	0.024855	0.815
16	134.576080	0.369714	0.015405	1.123
18	217.130432	0.596512	0.024855	0.815
19	80.184784	0.220288	0.009179	1.979
20	134.576080	0.369714	0.015405	1.123

BARRA	LOLD~			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
2	0.001239	0.451070	10.825671	0.560
3	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
4	0.001179	0.429237	10.301699	0.554
5	0.001239	0.451070	10.825671	0.560
6	0.001179	0.429237	10.301699	0.554
7	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
8	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
9	0.001179	0.429237	10.301699	0.554
10	0.001239	0.451070	10.825671	0.560
13	0.001179	0.429237	10.301699	0.554
14	0.001239	0.451070	10.825671	0.560
15	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
16	0.001179	0.429237	10.301699	0.554
18	0.000995	0.362250	8.693995	0.625
19	0.001239	0.451070	10.825671	0.560
20	0.001179	0.429237	10.301699	0.554

BARRA	LOLD			COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
2	0.001239	0.450915	10.821948	0.601
3	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
4	0.001179	0.429155	10.299723	0.577
5	0.001239	0.450915	10.821948	0.601
6	0.001179	0.429155	10.299723	0.577
7	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
8	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
9	0.001179	0.4291155	10.299723	0.577
10	0.001239	0.450915	10.821948	0.601
13	0.001179	0.429155	10.299723	0.577
14	0.001239	0.450915	10.821948	0.601
15	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
16	0.001179	0.429155	10.299723	0.577
18	0.000993	0.361446	8.674699	0.647
19	0.001239	0.450915	10.821948	0.601
20	0.001179	0.429155	10.299723	0.577

BARRA	EENS ( MWH )	COEF. DE VAR. $\beta$ (%)
1	44505.382800	1.377
2	14073.588900	2.758
3	63250.265600	1.007
4	13392.2539	1.850
5	3906.721920	3.324
6	37894.207000	1.891
7	44174.796900	1.007
8	141856.406000	0.904
9	34885.343800	2.109
10	19386.732400	2.863
13	27668.890600	2.256
14	19913.373000	2.972
15	71421.804700	1.626
16	20678.888700	2.217
18	62239.175800	1.144
19	18246.337900	2.863
20	24883.021500	2.009
SISTEMA	662377.125000	1.487

SETOR	EENS ( MWH )	PARTICIPAÇÃO ( % )
RESIDENCIAL	604744.438000	91.299
COMERCIAL	54937.398400	8.294
INDUSTRIAL	2695.196780	0.407

# APÊNDICE E

## SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO (SSB)

### E.1 INTRODUÇÃO

Este Apêndice contém a informação detalhada das barras de carga e as características mais importantes das unidades de geração do Sistema Sudeste Brasileiro SSB. A informação por barras foi adotada de acordo com a área a que pertence.

### E.2 BARRAS DE CARGA DO SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO

A seguinte Tabela E.1 mostra a informação da participação da carga nas barras do sistema e sua distribuição por classe de usuários.

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua Composição por Classe de Consumidor

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
1	0.081	10.00	20.00	70.00	1	ANGRA.G.GER
2	0.025	10.00	20.00	70.00	2	BANDEI.E.13
3	0.050	10.00	20.00	70.00	3	GRAJAU.S.13
4	0.025	10.00	20.00	70.00	1	VITORI.S.13
5	0.151	10.00	20.00	70.00	2	TPRET3.T.13
6	0.081	10.00	20.00	70.00	3	ANGRA2.G.GER
7	1.472	20.00	30.00	50.00	1	ADRIAN.1.138
8	0.125	20.00	30.00	50.00	2	B.ALTO.6.69
9	0.238	20.00	30.00	50.00	3	BR.GE3.33
10	1.462	20.00	30.00	50.00	1	BR.SUL-1-138

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua  
Composição por Classe de Consumidor  
(Continuação)

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
11	0.674	20.00	30.00	50.00	2	CAMPIN-3-345
12	0.790	10.00	20.00	70.00	3	CAMPOS-1-138
13	0.767	20.00	30.00	50.00	1	CPAULI-1-138
14	4.620	20.00	30.00	50.00	2	GRAJAU-1-138
15	0.066	20.00	30.00	50.00	3	ITAORN-1-138
16	0.957	20.00	30.00	50.00	1	JACARE-1-138
17	0.533	20.00	30.00	50.00	2	MASCAR-1-138
18	0.823	20.00	30.00	50.00	3	PCOLOM-1-138
19	1.060	20.00	30.00	50.00	1	POCOS-3-345
20	0.008	20.00	30.00	50.00	2	RVERD1-0-000
21	0.902	20.00	30.00	50.00	3	S.CRUZ-1-138
22	5.030	20.00	30.00	50.00	1	S.JOSE-1-138
23	0.267	20.00	30.00	50.00	2	S.MESA-1-138
24	1.442	20.00	30.00	50.00	3	VITORI-3-345
25	0.428	20.00	40.00	40.00	1	AVERML-4-440
26	0.749	20.00	40.00	40.00	2	EMBU-4-440
27	0.600	20.00	40.00	40.00	3	SANGEL-4-440
28	0.419	20.00	40.00	40.00	1	T.IRMAOS-440
29	0.227	20.00	40.00	40.00	2	TAQUAR-4-440
30	0.371	20.00	40.00	40.00	3	A.LAYD-2-230
31	1.643	20.00	40.00	40.00	1	ARARAQ-4-440
32	0.112	20.00	40.00	40.00	2	ASSIS-2-230
33	0.426	20.00	40.00	40.00	3	BAURU-4-440
34	1.215	20.00	40.00	40.00	1	BJARDI-4-440
35	0.340	20.00	40.00	40.00	2	BOTUCA-2-230
36	0.315	20.00	40.00	40.00	3	CABREU-4-440
37	0.182	20.00	40.00	40.00	1	CAPIVA-4-440
38	0.255	20.00	40.00	40.00	2	CBONIT-2-230
39	1.193	20.00	40.00	40.00	3	M.MIR3-4-440
40	0.894	20.00	40.00	40.00	1	R.PRET-4-440
41	1.730	20.00	40.00	40.00	2	S.BARB-4-440
42	0.992	20.00	40.00	40.00	3	SUMARE-4-440

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua  
Composição por Classe de Consumidor  
(Continuação)

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
43	0.618	20.00	40.00	40.00	1	TAUBAT-4-440
44	0.075	20.00	40.00	40.00	2	XAVANT-2-230
45	0.088	20.00	40.00	40.00	3	AVARE-2-230
46	0.119	5.00	15.00	80.00	1	LNGARC-8-88
47	0.480	10.00	20.00	70.00	2	JUPIA-1-138
48	2.046	15.00	25.00	60.00	3	MFORNA-3-345
49	1.024	15.00	25.00	60.00	1	BAIXAD-3-345
50	2.713	15.00	25.00	60.00	2	BANDEI-3-345
51	2.251	15.00	25.00	60.00	3	LESTE-3-345
52	2.245	15.00	25.00	60.00	1	NORDES-3-345
53	1.749	15.00	25.00	60.00	2	NORTE-3-345
54	2.776	15.00	25.00	60.00	3	SUL-3-345
55	1.542	15.00	25.00	60.00	1	RREBER-3-345
56	1.048	15.00	25.00	60.00	2	MREALE-3-345
57	1.218	15.00	25.00	60.00	3	NOROES-3-345
58	0.303	20.00	30.00	50.00	1	APAREC-2-230
59	0.421	20.00	30.00	50.00	2	BAIXAD-2-230
60	0.745	20.00	30.00	50.00	3	C.B.A -2-230
61	0.612	20.00	30.00	50.00	1	CENTRO-2-230
62	0.565	20.00	30.00	50.00	2	E.SOUZ-2-230
63	0.072	25.00	35.00	40.00	3	H.BON-8-88
64	1.161	25.00	35.00	40.00	1	H.BOS-8-88
65	0.413	20.00	30.00	50.00	2	MOGI-2-230
66	0.974	20.00	30.00	50.00	3	PIRATI-2-230
67	0.437	25.00	35.00	40.00	1	PIRAT1-8-088
68	0.770	20.00	30.00	50.00	2	PIRITU-2-230
69	0.912	20.00	30.00	50.00	3	S.JOSE-2-230
70	0.079	20.00	30.00	50.00	1	STACAB-2-230
71	1.469	15.00	25.00	60.00	2	T.OEST-4-440
72	1.357	20.00	40.00	40.00	3	N.PECA-1-138
73	0.113	20.00	40.00	40.00	1	P.PASS-1-138
74	0.581	35.00	15.00	50.00	2	BARBAC-3-345

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua  
Composição por Classe de Consumidor  
(Continuação)

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
75	1.206	35.00	15.00	50.00	3	BARREI-3-345
76	0.709	35.00	15.00	50.00	1	JFORA--3-345
77	0.468	35.00	15.00	50.00	2	LAF AIE-3-345
78	0.620	35.00	15.00	50.00	3	MCLARO-3-345
79	0.365	35.00	15.00	50.00	1	PIMENT-3-345
80	0.601	35.00	15.00	50.00	2	TAQUAR-3-345
81	0.462	35.00	15.00	50.00	3	VPALMA-3-345
82	0.600	35.00	15.00	50.00	1	PIRAPO-3-345
83	0.119	35.00	15.00	50.00	2	PASSO3-3-345
84	0.395	35.00	15.00	50.00	3	SLAGOA-3-345
85	0.290	35.00	15.00	50.00	1	VARGIN-3-345
86	1.815	10.00	20.00	70.00	2	NEVES1-1-138
87	0.031	25.00	25.00	50.00	3	SGRAND-1-161
88	0.121	25.00	25.00	50.00	1	BCOCAI-2-230
89	0.346	25.00	25.00	50.00	2	CSBMMO-2-230
90	0.592	25.00	25.00	50.00	3	GVALAT-2-230
91	0.111	25.00	25.00	50.00	1	IPATID-1-161
92	0.626	25.00	25.00	50.00	2	IPATIT-2-230
93	0.415	25.00	25.00	50.00	3	ITABIR-2-230
94	0.008	25.00	25.00	50.00	1	MESQUI-2-230
95	0.681	25.00	25.00	50.00	2	USIMIN-2-230
96	0.009	25.00	25.00	50.00	3	CPENA--2-230
97	0.744	25.00	35.00	40.00	1	OPRET2-1-138
98	0.782	10.00	60.00	30.00	2	EMBORC-1-138
99	0.276	10.00	60.00	30.00	3	JAGUAR-1-138
100	0.185	10.00	60.00	30.00	1	UBERA1-1-138
101	0.316	10.00	60.00	30.00	2	UBERL1-1-138
102	0.006	10.00	60.00	30.00	3	UBERA4-1-138
103	0.223	10.00	60.00	30.00	1	UBERA5-1-138
104	0.042	10.00	60.00	30.00	2	UBERA6-1-138

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua  
Composição por Classe de Consumidor  
(Continuação)

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
105	0.044	10.00	60.00	30.00	3	UBERA3-1-138
106	0.106	10.00	60.00	30.00	1	NPONTE-1-138
107	0.166	40.00	40.00	20.00	2	GAFANH-1-138
108	0.046	40.00	40.00	20.00	3	IGARAP-1-138
109	0.119	40.00	40.00	20.00	1	ITAUNA-1-138
110	0.010	40.00	40.00	20.00	2	MLEME--1-138
111	0.192	40.00	40.00	20.00	3	SGPARA-1-138
112	0.481	50.00	30.00	20.00	1	TMARIA-3-300
113	0.158	35.00	25.00	40.00	2	ITUTIN-1-138
114	0.274	35.00	25.00	40.00	3	ITUTSE-1-138
115	0.134	35.00	25.00	40.00	1	LAVRAS-1-138
116	0.127	20.00	20.00	60.00	2	B.PEIX-1-138
117	0.946	20.00	20.00	60.00	3	COXIPO-1-138
118	0.222	20.00	20.00	60.00	1	RONDON-1-138
119	0.036	20.00	20.00	60.00	2	NMUTUM-2-230
120	0.057	20.00	20.00	60.00	3	SORRIS-2-230
121	0.136	20.00	20.00	60.00	1	NOBRES-0-000
122	0.069	20.00	20.00	60.00	2	SINOP-0-000
123	0.040	20.00	20.00	60.00	3	JACIAR-2-230
124	0.008	20.00	20.00	60.00	1	AGARTP-2-230
125	0.673	25.00	35.00	40.00	2	CDOURA-1-138
126	0.149	25.00	35.00	40.00	3	PLANAL-2-230
127	1.150	35.00	35.00	30.00	1	ANHANG-2-230
128	0.584	35.00	35.00	30.00	2	XAVANT-2-230
129	0.180	40.00	40.00	20.00	3	CODEMI-2-230
130	0.044	40.00	40.00	20.00	1	NQTOCA-2-230
131	0.067	40.00	40.00	20.00	2	ITAPAC-2-230
132	0.431	40.00	30.00	30.00	3	MASCAR-1-138
133	0.012	40.00	30.00	30.00	1	MASCA1-G-GER
134	0.130	24.00	32.00	44.00	2	ANDIRA-138
135	0.256	24.00	32.00	44.00	3	APA01APA-230
136	0.045	24.00	32.00	44.00	1	BANDEIRA-138

Tabela E.1 - Participação por Barra da Carga do Sistema e sua  
Composição por Classe de Consumidor  
(Continuação)

Número Barra	Carga (%)	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)	Grupo	Nome da Barra
137	0.038	24.00	32.00	44.00	2	CDGAUCHA-138
138	0.139	24.00	32.00	44.00	3	CMO03CMO-138
139	0.700	24.00	32.00	44.00	1	FIGUEIRA-230
140	0.021	24.00	32.00	44.00	2	FIGUEIRA-GER
141	0.051	24.00	32.00	44.00	3	GOIOERE-138
142	0.127	24.00	32.00	44.00	1	IBIPORA-138
143	0.256	24.00	32.00	44.00	2	LNA01VCZ-138
144	0.393	24.00	32.00	44.00	3	LNA02LNA-138
145	0.065	24.00	32.00	44.00	1	MAMBORE-138
146	0.368	24.00	32.00	44.00	2	MGA02MGA-230
147	0.147	24.00	32.00	44.00	3	PARANAVA-138
148	0.256	24.00	32.00	44.00	1	UMU01UMU-138
149	1.985	21.00	24.00	55.00	2	CURITIBA-525
150	2.054	21.00	24.00	55.00	3	BLUMENAU-525
151	0.520	21.00	24.00	55.00	1	CNOVOS-525
152	0.620	21.00	24.00	55.00	2	FAREIA-230
153	4.401	21.00	24.00	55.00	3	GRAVATAI-525
154	0.206	26.00	33.00	41.00	1	I.GRANDE-230
155	0.201	26.00	33.00	41.00	2	IG.ELDOR-138
156	1.082	21.00	24.00	55.00	3	SOSORIO-230
157	0.286	26.00	33.00	41.00	1	CORUMBA-230
158	0.365	26.00	33.00	41.00	2	DOURADOS-230
159	0.007	36.00	45.00	19.00	3	MIMOSO A-GER
160	0.209	36.00	45.00	19.00	1	CG-ESUL-138
161	0.059	36.00	45.00	19.00	2	CG.CUIABA-138
162	0.080	36.00	45.00	19.00	3	CG-ASCAFA-138
163	0.149	36.00	45.00	19.00	1	CG-MCOUTO-138
164	0.063	36.00	45.00	19.00	2	CG-CENTRO-138
165	0.072	36.00	45.00	19.00	3	CG-ALMOXA-138
166	0.108	26.00	33.00	41.00	1	ANASTACIO-138

## E.2 CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES DE GERAÇÃO - SSB

Na seguinte Tabela E.2 são fornecidos os dados das características mais importantes as unidades de geração do Sistema Sudeste Brasileiro (SSB).

Tabela E.2 - Características das Unidades de Geração - SSB

Número de Unidades	Capacidade Nominal (MW)	MTTF (Horas)	MTTR (Horas)	Nome da Usina
6	175.000	146.2761200	24.3902397	ESTREITO
8	152.000	146.2761200	24.3902397	FURNAS
9	700.000	173.2473100	75.0976334	ITAIPU
6	347.000	664.8401490	35.0017509	ITUMBIARA
8	180.000	1146.2761200	24.3902397	MARIMBONDO
6	47.000	1445.3046900	12.6839199	M.MORAES-A
3	50.000	1445.3046900	12.6839199	M.MORAES-B
4	80.000	1146.2761200	24.3902397	P.COLOMBI
1	400.000	664.8401490	35.0017509	S.MESA
2	45.000	1445.3046900	12.6839199	A.LAYDNER
6	230.000	664.8401490	35.0017509	A.VERMELH
4	160.000	1146.2761200	24.3902397	CAPIVARA
20	162.000	1146.2761200	24.3902397	I.SOLTEIRA
12	101.000	1146.2761200	24.3902397	JUPIA
4	161.000	1146.2761200	24.3902397	T.IRMAOS
4	170.000	1146.2761200	24.3902397	P.PRIMAVER
4	103.000	1146.2761200	24.3902397	XAVANTES
5	100.000	1146.2761200	24.3902397	TAQUARUCU
4	15.000	898.4326170	19.1607609	LNGARCES
2	101.000	1146.2761200	24.3902397	JUPIA-138
2	35.000	1146.2761200	24.3902397	H.BORDEN-N
5	65.000	664.8401490	35.0017509	H.BORDEN-S
4	115.000	664.8401490	35.0017509	H.BORDEN
2	100.000	1146.2761200	24.3902397	PIRAT-88
3	90.000	664.8401490	35.0017509	PIRAT-230
3	53.000	1445.3046900	12.6839199	FONTES
5	95.000	1146.2761200	24.3902397	N.PECANHA
2	50.000	1445.3046900	12.6839199	PPASSO
4	298.000	664.8401490	35.0017509	EMBORCACAO
4	100.000	1146.2761200	24.3902397	JAGUARA
6	290.000	664.8401490	35.0017509	S.SIMAO
4	95.000	1146.2761200	24.3902397	VGRANDE
3	170.000	1146.2761200	24.3902397	N.PONTE
4	27.000	898.4326170	19.1607609	SGRANDE
2	108.000	1146.2761200	24.3902397	JAGUAR-138
5	42.000	1445.3046900	12.6839199	UHIGARAP
1	130.000	1146.2761200	24.3902397	MIRANDA
1	125.000	1146.2761200	24.3902397	IGARAP
6	60.000	1146.2761200	24.3902397	TMARIA
1	100.000	1146.2761200	24.3902397	ITUTIN
1	41.000	1445.3046900	12.6839199	MASCARENHA

Tabela E.2 - Características das Unidades de Geração - SSB  
(Continuação)

Número de Unidades	Capacidade Nominal (MW)	MTTF (Horas)	MTTR (Horas)	Nome da Usina
1	41.000	1445.3046900	12.6839199	MASCARENHA
1	41.000	1445.3046900	12.6839199	MASCARENHA
2	17.000	898.4326170	19.1607609	CDOURADA
1	52.000	1445.3046900	12.6839199	CDOURADA
2	52.000	1445.3046900	12.6839199	CDOURADA
4	80.000	1146.2761200	24.3902397	CDOURADA
1	180.000	1146.2761200	24.3902397	CDOURADA
9	700.000	1173.2473100	75.0976334	ITAIPU-50
4	419.000	664.8401490	35.0017509	G.B.M.ROCH
4	315.000	664.8401490	35.0017509	S.SEGREDO
6	175.000	1146.2761200	24.3902397	S.OSORIO
4	333.000	664.8401490	35.0017509	S.SANTIAGO

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/Lancaster (1988)
- [2] L. Wang and L. Endrenyi, *Reliability Techniques in Large Electric Power Systems*, Edited by C.T.Leondes, Published by Academic Press, Inc. Toronto (1991)
- [3] Lyman, W. J., "Fundamental consideration in preparing a master system plan", *Electrical World*, 101 (1933), pp. 788-792
- [4] Smith, S. A., Jnr, "Space capacity fixed by probabilities of outage", *Electrical World*, 103 (1934), pp. 222-225
- [5] Benner, P. E., "The use of the theory of probability to determine spare capacity", *General Electric Review*, 37 (1934), pp. 345-348
- [6] Dean, S. M., "Considerations involved in making system investments for improved service reliability", *EEl Bulletin*, 6 (1938), pp. 491-496
- [7] EPRI, Workshop Proceedings: Power system Planning and engineering - research needs and priorities, Report EL-6503, 1990.
- [8] A.P. Sanghvi, N.J. Balu and M.G.Lauby, "Power system reliability planning practices in North America", *IEEE Trans. on Power Systems*, 6 (1991), pp. 1485-1492.
- [9] EPRI, Customer demand for service reliability, Report RP-2810, 1989.
- [10] A. G. Massaud, M. Th. Schilling and J. H. Hernandez, "Electricity restriction costs", *IEE Proc, C.*, 141 (1994), pp. 299-304.

- [11] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Pitman Adv. Pub., London (1984).
- [12] A. K. Ayoub and A. D. Patton, "Frequency and duration method for generation system reliability evaluation", *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-95 (1976), pp. 1229-1233.
- [13] R. Billinton, C. L. Wee and G. Hamoud, "Digital computer algorithms for the calculation of generating capacity reliability indices", *Proceedings of the PICA Conference* (May 1981), pp. 46-54.
- [14] A. M. Leite da Silva, A. C. G. Melo and S. H. F. Cunha, "Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems", *IEE Proc. C.*, 138 (1991), pp. 94-102.
- [15] Q. Chen and C. Singh, "Equivalent load method for calculating frequency and duration indices in Generating Capacity Reliability Evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-1, No.1 (1986), pp.101-107.
- [16] A. M. Leite da Silva, F. A. F. Pazo Blanco and J. Coelho, "Discrete convolution in generating capacity reliability evaluation - LOLE calculations and uncertainties aspects", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 4 (1988), pp. 1616-1624.
- [17] R. N. Allan, A. M. Leite da Silva, A. A. Abu-Nasser and R. C. Burchett, "Discrete convolution in power system reliability", *IEEE Trans. Reliability*, R-30 (1981), pp. 452-456.
- [18] A. M. Leite da Silva, J. Coelho, and A. C. G. Melo, "Uncertainties considerations in frequency and duration analysis for large hydrothermal generating systems", *IEE Proc. C.*, 139 (1992), pp. 277-295.
- [19] R. Billinton, J. Oteng-Adjei and R. Ghajar, "Comparison of two alternate methods to establish an interrupted energy assessment rate", *IEEE Trans. Power Syst.*, 2 (1987), pp. 751-757.

- [20] P. L. Noferi and L. Paris, "Quantitative evaluation of power system reliability in planning studies", *IEEE Trans. Vol. PAS-91, No. 2* (1972), pp. 611-618.
- [21] EPRI Report, "Modelling Of Unit Operating Considerations In Generation Capacity Reliability Evaluation Volume 1: Mathematical Models, Computing Methods, And Results", Report EL-2519, *Electric Power Research Institute, Palo Alto, Ca.*, July, 1982.
- [22] A. D. Patton, J. H. Blackstone and N. J. Balu, "A Monte Carlo simulation approach to the reliability modeling of generating systems recognizing operating considerations", *IEEE Trans. Power Syst., Vol. 3* (1988), pp. 1174-1180.
- [23] R. N. Allan and J. Roman, "Reliability assessment of generating systems containing multiple hydro plant using simulation techniques", *IEEE Trans. Power Syst., Vol. 3* (1989), pp. 1074-1080.
- [24] R. Billinton and L. Gan, "Use of Monte Carlo simulation in teaching generating capacity adequacy assessment", *IEEE Trans. Power Syst., Vol.6. No. 4* (1991), pp.1578-1583.
- [25] Li Wenyuan and R. Billinton, "A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning", *IEEE Trans. Power Syst., Vol. 6* (1991), pp. 1571-1577.
- [26] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira and A.M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. Power Syst., Vol. 9, No. 3* (1994), pp. 1318-1326.
- [27] A. Sankarakrishnan, R. Billinton, "Sequential Monte Carlo Simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads", *IEEE/PES Winter Meeting, New York-USA* (1995), paper 95, WM 160-2 PWRS.
- [28] J.C.O. Mello, A. Leite da Silva, M.V.F. Pereira, A.C.G. Melo and M.Th. Schilling, "Relevant factors in loss of load cost evaluation in power system planing", *Int. Symp. on Electric Power Eng.-Stockholm-Sweden, Vol. Power Systems* (1995), pp. 117-122



- [29] IEEE APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-98, No. 6* (Nov./Dec. 1979), pp. 2047-2054.
- [30] Billinton, R., *Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements*, IEEE Winter Power Meeting (1966) No. 31 CP 66-62.
- [31] Billinton, R., "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation", *IEEE Transactions, PAS-91* (1972), pp. 649-660.
- [32] IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "Bibliography on the application of probability methods in Power system reliability evaluation 1971-1977". *IEEE Transactions, PAS-97* (1978), pp. 2235-2242.
- [33] R.N. Allan, R. Billinton and S.H. Lee, "Bibliography on the application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation , 1972-1982". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-98*, (1979), pp. 275-282.
- [34] Calabrese, G., "Generating reserve capacity determined by the probability method", *AIEE Transactions, 66* (1947), pp. 1439-1450.
- [35] Lyman, W. J., "Calculating probability of generating capacity outages", *AIEE Transactions, 66* (1947), pp. 1471-1477.
- [36] Seelye, H. P., "A convenient method for determining generator reserve", *AIEE Transactions, 68 (Pt.II)* (1949), pp. 1317-1320.
- [37] Loane, E. S., Gaver, D. P. and Hoffman, C. H., "Probability methods applied to generating capacity problems of a combined hydro and steam system", *AIEE Transactions, 66* (1947), pp. 1645-1657.
- [38] Brown, W. G., *History of RAND'S Random Digits- Summary, in Monte Carlo Method*, edited by A. S.Housholder, National Bureau of Standards, Washington, D.C., (1951), pp. 31-32.

- [39] The RAND Corporation, *A Million Random Digits with 1000,000 Normal deviates*. The Free Press, Glencoe, Ill., 1955
- [40] Halperin, H., Adler, H. A., "Determination of reserve generating capacity", *AIEE Transactions, PAS-77* (1958), pp. 530-544.
- [41] Hall, J. D., Ringlee, R. J., Wood, A. J., "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Part I-Generation system model", *IEEE Transactions, PAS-87* (1968), pp. 1787-1796.
- [42] Ringlee, R. J., Wood, A. J., "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Parte II- Demand model and capacity reserve model", *IEEE Transactions, PAS-88* (1969), pp. 375-378.
- [43] Galloway, C. D., Garver, L. L., Ringlee, R. J. and Wood, A. J., "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Part III-Generation system planning", *IEEE Transactions, PAS-88* (1969), pp. 1216-1223.
- [44] Cook, V. M., Ringlee, R. J. and Wood, A. J., "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Parte IV-Models for multiple boiler-turbines and for partial outage states", *IEEE Transactions, PAS-88* (1969), pp. 1224-1232.
- [45] Allan, R. N., Takieddine, F. N., "Generator maintenance schedulling using simplified frequency and duration reliability criteria", *Proc. IEE*, 124 (1977), pp. 873-880.
- [46] R. N. Allan, R. Billinton and N. M. K. Abdel - Gawad, "The IEEE Realiability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol. PWRS-1, No. 4, (Nov. 1986), pp. 1-7.
- [47] Hammersley, J. M. and Handscomb, D. C., "Monte Carlo Methods", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1964.
- [48] Rubinstein, R. Y., "Simulation and the Monte Carlo Method", John Wiley and Sons, New York, 1981.

- [49] Noferi, P. L., Paris, L. and Salvaderi, L., "Monte Carlo Methods For Power System Evaluation In Transmission Of Generating Planning", *Proceedings 1975 Anual Reliability and Maintainability Symposium*, Washington, 1975.
- [50] J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", *John Wiley & Sons, Chichester, England*, 1978.
- [51] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl and C. H. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, 9 (1994), pp. 41-49.
- [52] M. G. Kendall and A. Stuart, "The advanced Theory of Statistic, Volume I - Distribution Theory", Charles Griffin & Company Limited, London, 1963.
- [53] N. S. Rau and J. P. Stremel, "The Cumulant Method of Calculating LOLP", *IEEE Paper A79 506-507* (1979).
- [54] D. J. Levy and E. P. Kahn, "Accuracy of the Edgeworth Approximation for LOLP Calculations in Small Power Systems", *IEEE Transactions PAS-101*, (1982), pp. 986-996.
- [55] H. Duran, "A Recursive Approach to the Cumulant Method of Calculating Reliability and Production Cost", *IEEE Transactions PAS-104*, (1985), pp. 82-90.
- [56] R. Billinton and C. Singh, "System Load Representation in Generating Capacity Reliability Studies, Part I - Model Formulation and Analisis", *IEEE Transactions PAS-91* (1972), pp. 2125-2132.
- [57] C. Singh and Q. Chen, "Generation System Reliability Evaluation Using a Cluster Based Load Model", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No. 1 (1989), pp. 102-107.
- [58] G. J. Anders, "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1990.
- [59] Singh, C. and Billinton R., "System Reliability Modeling and Evaluation", Hutchinson, London (1977).

- [60] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. Leite da Silva, "A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 8, No. 3 (1993), pp. 1118-1124
- [61] M. V. F. Pereira, N. Balu, "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *Invited Paper Proceedings of IEEE*, Vol.80, No. 4. April 1992.
- [62] Barlow, R. E. and Proschan, F., "Statistical Theory of Reliability and Life Testing - Probability Models", *Holt, Rinehart and Winston, New York*, (1975).
- [63] Shooman, M. C., "Probabilistic Reliability: An Engineering Approach", McGraw-Hill, New York, (1968).
- [64] Tocher, K. D., "The Art of Simulation", The English Universities Press, London, (1963).
- [65] Chambers, R. P., "Random-Number Generation on Digital Computers", *IEEE Spectrum*, Vol. 4, (Feb. 1967), pp. 48-56.
- [66] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 2 (May 1992), pp. 469-476.
- [67] M. V. F. Pereira, M. E. P. Maceira, G. C. Oliveira and L. M. V. G. Pinto, "Combining Analytical Models and Monte Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 1, (Feb. 1992), pp. 265-272.
- [68] R. J. Ringlee and A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations - Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model", *IEEE Transactions PAS-88* (1969), pp. 375-388.
- [69] Wacker, G., Wojczynski, E. and Billinton, R., "Cost/Benefit Considerations In Providing and Adequate Electric Energy Supply", *Third International Symposium on Large Engineering Systems, July 10-11, (1980). St. John's, Newfoundland*, pp. 3-8.

- [70] Skof, L. V., "Ontario Hydro Surveys On Power System Reliability: Summary Of Customer Viewpoints", *Ontario Hydro Report R&MR 80 - 12, EPRI Seminar*, Oct. 11-13 (1983).
- [71] Billinton, R., Wacker, G. and Wojczynski, E., "Customer Damage Resulting From Electric Service Interruptions", *Canadian Electrical Association, R&D Project 907 U 131 Report* (1982).
- [72] Wojczynski, E. Billinton, R. and Wacker, G., "Interruption Cost Methodology And Results - A Canadian Commercial And Small Industry Survey", *IEEE Transactions PAS-103* (1983), pp. 437-444.
- [73] Wacker, G., Wojczynski, E. and Billinton, R., "Interruption Cost Methodology And Results - A Canadian Residential Survey", *IEEE Transactions PAS-102, No. 10* (Oct. 1983), pp. 3385-3392.
- [74] Wacker, G., Subramanian, R. K. and Billinton, R., "Using Cost Of Electric Service Interruption Surveys In The Determination Of A Composite Customer Damage Function", *International Association of Science and Technology for Development Energy Symposia, June 4-6 (1984). San Francisco, California, Paper No. 203-143.*
- [75] Tollefson, G., Billinton, R., and Wacker, G., "Comprehensive bibliografy on reliability worth and electrical service consumer interruption costs: 1980-1990", *IEEE Trans. PWRS-6* (1991), (4), pp. 1508-1583.
- [76] Sanghvi, A. P., Balu, N. J., and Lauby, M. G., "Power system reliability planning practices in North America", *IEEE Trans, 1991, PWRS-6, (4)*, pp. 1485-1492.
- [77] EPRI: "Cost-benefit analysis of power system reliability determination of interruption costs", *Vols. 1-3. Research Project 2878-1, Final Report EL-6791*, April 1990.
- [78] Munasinghf, M., "The economics of power system reliability and planning, theory and case study", (*The John Hopkins University Press, Baltimore, USA, 1979*).

- [79] J. C. O. Mello, "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão", *Tese de Doutorado PUC/RJ, Rio de Janeiro - Brasil, Junho 1994.*
- [80] Ontario Hydro, "Ontario Hydro Survey on Power System Reliability: Summary of Customer Viewpoints", *Ontario Hydro Report 80-12, Dec. 1980*
- [81] K. Chu, R. Billinton, "A Generalized Probabilistic Cost of Service Allocation Approach for Generation and Transmission Facilities", *IEEE Winter Meeting, Paper 90WM123-0PWRS, New York, 1990.*
- [82] R. Billinton, G. Wacker, R. Brewer, "Farm Losses Resulting from Electric Service Interruptions", *Canadian Electrical Association, U403 Report, Montreal, Canada, 1987.*
- [83] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, J. Aweya, "A Canadian Customer Survey to assess Power System Reliability Worth", *IEEE Winter Meeting, Paper 93WM175-0PWRS, Columbus, 1993.*
- [84] Eletrobrás/USP, "Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica", *Relatório do Projeto, Março, 1991*
- [85] Eletrobrás, "Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa Sobre Custo de Interrupção", *Relatório SCEL-GTAD-01/92, 1992.*
- [86] K. Chu and R. Billinton, "A generalized probabilistic cost of service allocation approach for generation and transmission facilities", *IEEE Trans. Power Syst.*, 5 (1990), pp. 842-851.

