

TESE

903

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

*PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
UTILIZANDO CUSTOS DE INTERRUPÇÃO*

JOSE ISRAEL PEREZ ALVAREZ

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

ABRIL DE 1997
ITAJUBÁ - MG - BRASIL

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

EFEI



**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
UTILIZANDO CUSTOS DE INTERRUÇÃO**

JOSE ISRAEL PEREZ ALVAREZ

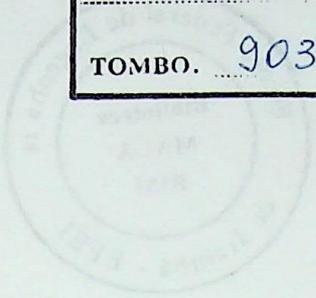
Dissertação submetida ao
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA EFEI
como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

ABRIL DE 1997

ITAJUBÁ - MG - BRASIL

CLASS.	21.311(043.2)
CUTT. N.	A473 p
TOMBO.	903



UTILIZANDO CUSTOS DE INTERRUÇÃO
DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

JOÃO BRAGA PEREIRA ALVAREZ

Departamento de Engenharia de Energia e Poder Elétrico
Escola de Engenharia de São Carlos
Universidade Federal de São Carlos
São Carlos, Minas Gerais, Brasil

Trabalho de Conclusão de Curso

ABRIL DE 1982
FEALTA - 100 - 02 - 121



Ministério da Educação e do Desporto
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 098 de 09 de abril de 1997, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "**Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração Utilizando Custos de Interrupção**" 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 regimentais, a José Israel Pérez Alvarez.

Itajubá, 17 de abril de 1997.

Dr. João Carlos de Oliveira Mello
1º Examinador - CEPEL

Prof. José Wanderley Mafangon Lima
2º Examinador - EFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva
3º Examinador - (Orientador) - EFEI



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

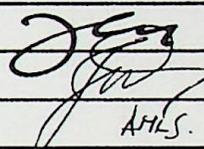
A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: "Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração Utilizando Custos de Interrupção".

Autor: José Israel Pérez Alvarez

JULGAMENTO

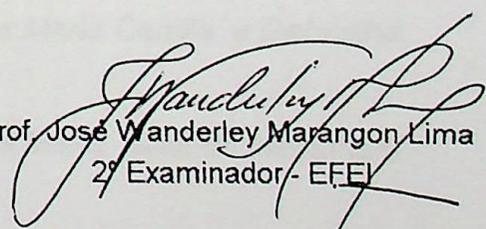
Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	 A.M.L.S.
2º	A	
3º	A	

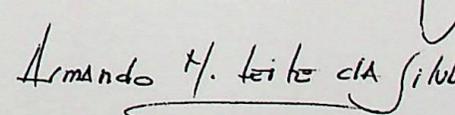
Resultado Médio: Conceito A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 17 de abril de 1997


Dr. João Carlos de Oliveira Mello
1º Examinador - CEPTEL


Prof. José Wanderley Marangon Lima
2º Examinador - EFEI


Prof. Armando Martins Leite da Silva
3º Examinador - Orientador - EFEI

AGRADECIMENTOS

- Ao professor Luciano Jacinto Leite da Silva, pela dedicação e excelente orientação durante todo o curso - desenvolvimento de um doutorado com uma qualidade acadêmica excepcional - aquisição de conhecimentos relevantes e apoio que foram realmente de grande importância para minha formação profissional.
- À mãe, Juliana Sanchez Coiro, pela sua colaboração na concepção e adequação do texto.
- À EEP - Empresa de Energia de Bogotá - S.A.S. de Bogotá, Colômbia - pela excelente formação e pela confiança depositada em mim para poder manter ativamente todos os processos de ensino e aprendizagem.
- À CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo apoio financeiro.
- À minha esposa Luz Marina Muñoz Iglesias, e às minhas filhas María Camila e Gabrielha, pelo carinho e incentivo e por tudo *A Deus, por sua infinita bondade.*
À minha esposa Luz Marina.
- À minha querida mãe Maria Luisa, que sempre me apoiou e me incentivou em todos os momentos da minha vida. *Às minhas filhas María Camila e Gabrielha.*
À minha mãe María Luisa (in memoriam).

AGRADECIMENTOS

- ◆ Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pela dedicação e excelente orientação dispensadas durante o desenvolvimento desta dissertação, bem como pela qualidade dos ensinamentos proporcionados, acertados conselhos, incentivo e apoio, que foram realmente de grande importância para minha formação profissional.
- ◆ À Irmã Emiliana Sanches Coelho pela sua colaboração na correção e adequação do texto.
- ◆ À EEB - Empresa de Energia de Bogotá - Santafé de Bogotá, Colômbia - pelo suporte financeiro e pela confiança depositada em mim para poder realizar efetivamente todo este processo de preparo e aprendizagem.
- ◆ À CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro.
- ◆ À minha esposa Luz Marina Muñoz Iglesias. e as minhas filhas María Camila e Gabrielha, pelo carinho e incentivo e por toda a compreensão comigo nas horas que passei pesquisando e escrevendo este trabalho sem poder dar a devida atenção à minha família.
- ◆ À minha querida mãe María Luisa que me está guiando sempre desde o Céu, por sua consagração e dedicação para me proporcionar uma formação digna e de qualidade em todos os aspectos da minha vida.

ABSTRACT

RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia a ser utilizada no planejamento da expansão da capacidade de geração de sistemas de potência. Baseia-se na simulação Monte Carlo seqüencial, que permite representar todos os possíveis aspectos cronológicos da operação, para avaliar as funções de distribuição de probabilidade associadas aos custos de produção e interrupção ou perda de carga (LOLC, *loss of load cost*). O índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, são também usados pela metodologia, para garantir uma confiabilidade mínima anual para o sistema planejado. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas.

A flexibilidade na modelagem e o alto grau de participação dos engenheiros de planejamento, a partir de seus conhecimentos e experiências em processos decisórios, são características importantes da metodologia proposta. Algumas heurísticas são sugeridas na busca pela alternativa ótima, baseadas nos custos totais e nos riscos de interrupção. Através desta metodologia é possível obter uma estimativa precisa do valor econômico do plano ótimo de expansão de geração, e determinar as contribuições na tarifa de cada parcela que compõe o valor médio do custo (i.e. produção, interrupção e investimento), para o horizonte analisado.

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

ABSTRACT

This work presents a new methodology to be used in the generating capacity expansion planning of power systems. It is based on the Monte Carlo sequential simulation, which allows the representation of all possible chronological aspects related to system operations, to evaluate the probability distribution functions associated with the production and interruption costs, the latter also known as LOLC, loss of load cost. The LOLC index, expressed in dollars per year, and the risk of not getting it, expressed as a probability or percentage, are also used by methodology, in order to ensure a minimum annual reliability for the planned system. Both parameters, LOLC and risk, are established *a priori* as targets.

The modeling flexibility and great degree of planners participation and intervention, based on their knowledge and experience in decision making processes, are important characteristic of the proposed methodology. Some heuristics are suggested for searching the optimum alternative of expansion, based on the total costs and on the loss of load risks. Through this methodology it is possible to obtain an accurate estimate of the economic value associated with the optimum generating expansion plan, and then to determine the contributions on the tariff of each term associated with the average cost (i.e. production, interruption and investment), for the planning horizon under consideration.

Case studies with the IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) are presented and discussed.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviaturas e Símbolos	xii
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	2
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	13
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
CAPÍTULO II - CUSTOS DE PRODUÇÃO, INTERRUPÇÃO E INVESTIMENTOS	22
2.1 INTRODUÇÃO	22
2.2 CUSTOS ANUAIS DE PRODUÇÃO	24
2.2.1 Composição dos Custos de Produção	24
2.2.2 Determinação dos Custos de Produção	25
2.3 CUSTOS ANUAIS DE INTERRUPÇÃO	32
2.3.1 Custo Unitário de Interrupção	34
2.3.2 Parâmetros de Desempenho	35
2.3.3 Incidência das Interrupções nos Consumidores	38
2.3.4 Determinação do Custo de Interrupção	38
2.3.5 Metodologia para Determinar o Custo de Interrupção	40
2.3.5.1 Custo de Perda de Carga - LOLC - do Sistema	42
2.3.5.2 Custo de Perda de Carga - LOLC - por Barra	46
2.4 INVESTIMENTOS	49
2.4.1 Momento da Adição de Novas Unidades	51
2.5 CONCLUSÕES	52
CAPÍTULO III - AVALIAÇÃO DOS CUSTOS : RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	54
3.1 INTRODUÇÃO	54
3.2 SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE "IEEE - RTS"	55
3.3 CASOS ANALISADOS	56

3.3.1 Caso Sem Limitações Energéticas	56
3.3.2 Caso Com Limitações Energéticas	64
3.3.3 Análise de Resultados	69
3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	73
3.4.1 Variação de Carga	74
3.4.2 Variação da Taxa de Falha (λ)	76
3.4.3 Variação da Taxa de Reparo (μ).....	78
3.5 CONCLUSÕES.....	80
CAPÍTULO IV - SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO	82
4.1 INTRODUÇÃO.....	82
4.2 METODOLOGIAS PARA SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS.....	84
4.2.1 Convergência Anual.....	86
4.2.2 Convergência Periódica ou por Horizontes.....	89
4.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	91
4.3.1 Resultados para a Convergência Anual.....	93
4.3.2 Resultados para a Convergência Periódica ou por Horizontes.....	95
4.4 CONCLUSÕES.....	97
CAPÍTULO V - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO ..	98
5.1 INTRODUÇÃO.....	98
5.2 ESTADO DA ARTE	101
5.3 METODOLOGIA PROPOSTA	108
5.4 MODELAGEM DA INCERTEZA NA DEMANDA	112
5.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	115
5.6 CONCLUSÕES.....	129
CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES	131
APÊNDICE A - Sistema Teste de Confiabilidade IEEE-RTS	136
APÊNDICE B - Índices de Confiabilidade e Custos do Sistema IEEE-RTS	145
APÊNDICE C - Resultados da Expansão do Sistema IEEE - RTS	157
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	173

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1.1 - Processo de Decisão em Dois Estágios.....	8
Figura. 1.2 - Processo de Decisão em Estágios - Caso Estocástico	9
Figura. 1.3 - Determinação do Plano de Custo Mínimo	12
Figura. 2.1 - Produção de Energia.....	27
Figura. 2.2 - Variação do Custo Unitário de Interrupção e a Duração	36
Figura. 2.3 - Custo Unitário de Interrupção e o Instante da Ocorrência	37
Figura. 2.4 - Representação Gráfica de Uma Interrupção	41
Figura. 3.1 - Custo unitário de Interrupção - Ontario Hydro.....	55
Figura. 3.2 - LOLC por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)	61
Figura. 3.3 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor (IEEE-RTS).....	61
Figura. 3.4 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema Básico IEEE-RTS (sem limitações energéticas)	63
Figura. 3.5 - LOLC por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)	67
Figura. 3.6 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)	67
Figura. 3.7 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema IEEE-RTS (com limitações energéticas).....	68
Figura. 3.8 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE-RTS sob Variação de Carga.....	75
Figura. 3.9 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE-RTS sob Variação da Taxa de Falha (λ).....	76
Figura. 3.10 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE-RTS sob Variação da Taxa de Reparo (μ).....	79
Figura. 5.1 - Estrutura do Planejamento em Sistemas de Potência	99
Figura. 5.2 - Distribuição Normal Aproximada por Sete Intervalos de Classe	113
Figura. 5.3 - Incerteza da carga no Modelo Dependente	114
Figura. 5.4 - Incerteza da carga no Modelo Independente	115
Figura. 5.5 - Processo de Expansão e Avaliação da Alternativa Mais Econômica	122
Figura. 5.6 - Processo de Expansão por Custos Ponderados.....	124

Figura. 5.7 - Expansão Ótima do sistema	125
Figura. 5.8 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema IEEE-RTS Alternativa Ótima (horizonte de expansão 10 anos)	126

Tabela 2.1 - Custo de construção das unidades de geração sistema IEEE-RTS - Sistema IEEE-RTS	37
Tabela 2.2 - Custos de custos e energia elétrica - sistema IEEE-RTS (custo das instalações de energia)	37
Tabela 2.3 - Índice de Confiabilidade para o Sistema IEEE-RTS	38
Tabela 2.4 - Índice LOLC por Classe - Sistema IEEE-RTS	38
Tabela 2.5 - LOLC por Classe de Consumidor no IEEE-RTS	38
Tabela 2.6 - Custos Médios e Energia Média - Sistema IEEE-RTS (custo das instalações de energia)	38
Tabela 2.7 - Índice de Confiabilidade para o Sistema IEEE-RTS (custo das instalações de energia)	38
Tabela 2.8 - Índice LOLC por Classe - Sistema IEEE-RTS (custo das instalações de energia)	38
Tabela 2.9 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS (custo das instalações de energia)	38
Tabela 3.1 - Alternativas de Expansão do Sistema de Geração do IEEE-RTS	40
Tabela 3.2 - Capacidade Instalada no Sistema de Geração do IEEE-RTS	40
Tabela 3.3 - Custos Totais por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.4 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.5 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.6 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.7 - Custos Totais por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.8 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40
Tabela 3.9 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Custos de combustíveis das unidades de geração e ordem de mérito - Sistema Básico IEEE-RTS	57
Tabela 3.2 - Custos Médios e Energia média - Sistema Básico IEEE-RTS (caso sem limitações de energia).....	59
Tabela 3.3 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico do IEEE-RTS	59
Tabela 3.4 - Índice LOLC por Barra - Sistema IEEE-RTS	60
Tabela 3.5 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS.....	61
Tabela 3.6 - Custos Médios e Energia média - Sistema Básico IEEE-RTS (caso com limitações de energia).....	64
Tabela 3.7 - Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico IEEE - RTS (caso com limitações de energia).....	65
Tabela 3.8 - Índice LOLC por Barra - Sistema IEEE-RTS (caso com limitações de energia).....	66
Tabela 3.9 - LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS (caso com limitações de energia).....	67
Tabela 4.1 - Alternativas de Expansão do Sistema de Geração do IEEE-RTS	92
Tabela 4.2 - Capacidade Instalada no Sistema de Geração do IEEE-RTS.....	93
Tabela 4.3 - Custos Totais por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	93
Tabela 4.4 - Custos de Produção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	94
Tabela 4.5 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	94
Tabela 4.6 - Risco de atingir o valor LOLC = 3×10^6 US \$/ano (Sistema IEEE-RTS) - convergência anual	95
Tabela 4.7 - Custos Totais por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência periódica.....	95
Tabela 4.8 - Custos de Produção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência periódica.....	96
Tabela 4.9 - Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE-RTS) - convergência periódica.....	96

Tabela 4.10 - Risco de atingir o valor LOLC = 3×10^6 US \$/ano (Sistema IEEE-RTS) - convergência periódica.....	96
Tabela 5.1 - Sistema de Geração do IEEE-RTS sem Expansão.....	117
Tabela 5.2 - Resultados da adição de Unidades de 50 MW e 100 MW Ano 1.....	118
Tabela 5.3 - Resultados da Adição de Unidades de 350 MW e 155 MW Ano 1.....	118
Tabela 5.4 - Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 1.....	119
Tabela 5.5 - Custos Relativos aos Investimentos.....	120
Tabela 5.6 - Resultados da adição de Unidades de 350 MW e 100 MW Ano 3.....	120
Tabela 5.7 - Resultados da adição de Unidades de 155 MW Ano 3.....	121
Tabela 5.8 - Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 3.....	121
Tabela 5.9 - Resultados do Esquema Ótimo de Expansão.....	123
Tabela 5.10 - Custos da Alternativa Ótima.....	123
Tabela 5.11 - Expansão por Custos Ponderados Ano 1.....	124
Tabela 5.12 - Tarifas Médias da Alternativa Ótima.....	128

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"
- LOLC^a - "Loss of Load Cost" estabelecido a "priori"
- LDC - "Load Duration Curve"
- DPLVC - "Daily Peak Load Variation Curve"
- COPT - "Capacidade Outage Probability Table"
- COPFT - "Capacidade Outage Probability and Frequency Table"
- ECS - "Economic Commitment Schedule"
- IEEE-RTS - "IEEE Reliability Test System"
- IEEE-MTRS - "IEEE Modified Reliability Test System"
- FOR - Taxa de Indisponibilidade Forçada (*Forced Outage Rate*)
- λ - taxa de falha dos equipamentos modelados a 2 estados
- μ - 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
- β - Coeficiente de Variação
- HR - "Heat Rate"
- O&M - Operação e Manutenção
- 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

CRF - "Capital Recovery Factor"

\overline{SF} - Estados de não funcionamento do Sistema

$E(.)$ - Operador Valor Esperado

$V(.)$ - Operador Variância

\sim - Estimativa da Variável

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma visão geral sobre os diversos enfoques dados ao cálculo do valor da confiabilidade (*custos de interrupção*), às metodologias desenvolvidas para atingir tal propósito e a sua introdução no planejamento da expansão de sistemas de geração que, junto com a determinação dos *custos de produção* (*production costs*) e os *investimentos*, permitirão às empresas de energia obter o *plano de custo mínimo*.

O planejamento de sistemas de geração tem sido um dos passos mais cruciais no planejamento da expansão numa empresa de energia elétrica. Decisões tomadas e políticas estabelecidas neste estágio, têm um importante efeito em todas as outras fases dos programas de expansão do sistema e determinam a postura financeira que a empresa deve assumir. Portanto, uma alternativa escolhida como a melhor, é decisiva para o sucesso de qualquer empresa de energia.

O presente trabalho pretende desenvolver para o planejamento da expansão da capacidade de geração uma adequada ferramenta, que permita usar o conhecimento e a experiência dos planejadores de modo a facilitar sua tarefa, permitindo-lhes encontrar um adequado balanço entre os *custos* e a *confiabilidade*, levando em conta as incertezas das condições futuras de operação

Dois importantes objetivos são propostos para o desenvolvimento do presente trabalho: o primeiro é o *planejamento da expansão de sistemas de geração*, determinando para isto os custos de produção, os custos de interrupção ou valor do custo de perda de carga (LOLC - *Loss of Load Cost*) e os custos totais do sistema, utilizando simulação de Monte Carlo seqüencial com o propósito de poder representar todos os aspectos cronológicos e gerar suas correspondentes funções de distribuição de probabilidade O segundo objetivo é, a partir da especificação do índice LOLC, expresso em dólares por ano [US \$/ano], determinar o risco de se violar este valor, expresso como uma probabilidade ou porcentagem, para garantir uma confiabilidade mínima anual no sistema

Deve-se portanto quantificar os custos associados às interrupções de suprimento, e o plano ótimo de expansão de geração deve então minimizar o somatório dos *custos de investimento, custos de produção (custos de combustíveis, custos de operação e os custos fixos)* e o valor do custo de perda de carga LOLC. Portanto, o nível de confiabilidade mais adequado para um sistema não pode ser estabelecido *a priori*; é consequência de um processo de equilíbrio econômico, que depende essencialmente dos *custos de interrupção* [S34, SBL91, MLPMS95].

Normalmente o índice LOLC e o risco de não atingi-lo são estabelecidos a “*priori*” como objetivos nas diferentes alternativas de expansão estudadas. Esta metodologia é de grande interesse 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) [APM79, ABA86], os quais são apresentados e discutidos.

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O principal objetivo de um sistema elétrico de potência é satisfazer às necessidades energéticas e de potência dos seus consumidores com um custo mínimo e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento. Este é um dos critérios fundamentais dos planejadores e operadores de um sistema elétrico de potência.

Um sistema elétrico de potência, para poder cumprir satisfatoriamente sua tarefa, precisa de um conjunto de componentes, como geradores, linhas de transmissão, subestações e das proteções que dão segurança a todos eles. Embora não seja prático satisfazer com absoluta segurança o suprimento e às necessidades dos consumidores, devido à ocorrência aleatória de falhas nestes componentes e de existir restrições econômicas [WM94], tenta-se sempre maximizá-la.

Para garantir que a confiabilidade de um sistema elétrico de potência se encontre dentro de uma margem razoável, têm-se adotado critérios de confiabilidade no planejamento e na operação do mesmo.

A palavra confiabilidade tem um significado muito geral. Pode-se defini-la como a probabilidade de um componente, sistema, ou parte deste, de 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 [BA88, WE91, WM94].

Adequação é a capacidade do sistema para suprir, de forma agregada, os requisitos de potência e energia elétrica dos consumidores, dentro dos limites de carregamento e tensão dos componentes, levando em consideração as saídas planejadas ou não, de seus componentes.

Segurança é a capacidade do sistema para sobreviver a distúrbios bruscos, tais como perdas inesperadas de seus componentes. Vale notar que a “capacidade de sobreviver a distúrbios bruscos” é interpretada como a capacidade de evitar a instabilidade do sistema causada por tais distúrbios.

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, como por exemplo, a falha de um componente. Quando se usa o termo segurança, deve-se lembrar que este é definido de maneira diferente em outros estudos de sistemas de potência.

Quase todas as técnicas probabilísticas disponíveis, assim como os estudos de confiabilidade resultantes, analisam e avaliam a 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 após o 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 baixos.

No momento da seleção das alternativas ótimas 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 as interrupções de energia. Por outro lado, os ótimos resultados alcançados com a política anterior acarretam uma tarifa maior para os usuários.

Desta forma, se faz 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 dos custos de operação, e garantir que os índices cumpram os critérios estabelecidos.

As técnicas usadas no passado para 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 possam satisfatoriamente ser quantificadas em valores ou índices, de modo a eliminar possíveis ambigüidades.

A parte vulnerável dos critérios determinísticos para avaliação da confiabilidade é que eles não refletem a natureza probabilística ou aleatória do comportamento dos sistemas, as falhas dos seus componentes e a incerteza na demanda dos usuários. Para enfrentar todas estas dificuldades torna-se cada vez mais necessária 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 no planejamento da expansão, levem, usualmente a dimensionamentos excessivos que, de fato, são inadmissíveis e economicamente inaceitáveis.



A avaliação da confiabilidade ou qualidade do serviço é uma condição essencial quando se deseja examinar alternativas no plano de expansão e deve ser calculada, utilizando-se métodos consistentes e traduzida por índices numéricos.

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 ser analisada 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 as necessidades 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 de capacidade estática de geração devem permitir determinar a quantidade suficiente de reserva estática, requerida pelo sistema, para suportar a programação da manutenção das unidades de geração assim como suas falhas aleatórias e o crescimento da carga fora dos prognósticos [FNAP90].

Como foi dito anteriormente, o planejamento ótimo estabelece um balanço entre custos e confiabilidade, levando em conta as incertezas nas futuras condições de operação [EPRI90a]. Uma possível alternativa desta metodologia é colocar limitações no nível de confiabilidade. Neste caso, deve-se minimizar o custo de investimento mais o custo esperado de produção, mantendo-se um nível de risco menor que um limite preestabelecido. Exemplos típicos desta prática são encontrados na América do Norte, onde o objetivo do valor esperado ou a média de perda de carga, LOLE (i.e. *Loss of Load Expectation*) é freqüentemente tomado como 0.1 dias por ano [SBL91, WM94]. Outros índices de confiabilidade, tais como a Energia Esperada Não Suprida, EENS (i.e. *Expected Energy Not Supplied*) poderiam também ter sido usados. Entretanto, 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 planejamento de expansão, eles não fornecem nenhuma informação quanto à freqüência com que ocorrem os cortes de energia, nem quanto à sua duração esperada. Deve-se lembrar que qualquer interrupção de energia

representa uma perda para a sociedade, conhecida esta como *função prejuízo do consumidor*, avaliada de forma individual em cada um dos pontos de carga [BA88, B89].

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 e aos investimentos e custos de produção, de modo a se ter uma decisão mais segura e economicamente viável.

Os índices de confiabilidade têm sido utilizados, no planejamento da expansão e mesmo em nível da operação, para comparar critérios aceitáveis de adequação. Embora esta abordagem seja atraente e leve a resultados razoáveis, não se pode garantir que o plano apresentado é realmente o *de mínimo custo*. Para isto é necessário quantificar os custos associados às interrupções de suprimento. Em consequência, o nível de confiabilidade mais adequado para um sistema não pode ser estabelecido *a priori*; ele é consequência de um processo de equilíbrio econômico, que depende essencialmente dos *custos de interrupção* [S34, SBL91, WM94, MLPMS95].

O valor da confiabilidade no cálculo do plano de *custo mínimo* depende fundamentalmente do *custo unitário de interrupção* de cada classe de consumidor. Estes valores são obtidos mediante pesquisas diretas ao consumidor e têm sido freqüentemente quantificados através de pesquisas realizadas em muitos países [EPRI89, MSH94]. Segundo estas mesmas pesquisas, o custo final de uma dada interrupção depende de vários aspectos, em particular do valor 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 importante saber sobre a evolução cronológica dos estados do sistema.

A metodologia de *planejamento pelo custo mínimo (least cost planning)* procura minimizar o somatório dos custos de investimento, de produção e de interrupção. O

planejamento pelo custo mínimo tem sido largamente utilizado na Europa, em particular na França, e recentemente tem recebido especial atenção nos Estados Unidos/Canadá [M94].

A parcela relativa ao valor da confiabilidade tem sido calculada de forma aproximada, não levando em consideração várias características das interrupções. Isto, de certa forma, destimulou no passado a introdução da parcela relativa a confiabilidade no plano de custo mínimo.

A metodologia de planejamento pelo custo mínimo relaciona de forma explícita as decisões das empresas e os custos incorridos pelos consumidores, e potencialmente possui diversas aplicações em sistemas de potência [M94]. Algumas aplicações típicas da metodologia são resumidas a seguir:

- Determinação das necessidades relacionadas com a confiabilidade;
- Análise de programas de gerenciamento de demanda;
- Análise de custo/benefício de novos projetos do ponto de vista do consumidor;
- Determinação de planos ótimos de manutenção programada;
- Avaliação das transações no sistema de transmissão;
- Análise da aquisição de novas fontes de energia.

Uma primeira formulação para a determinação do plano de custo mínimo pode ser representada então pelo seguinte problema de otimização [PPCO85,M94]:

$$z = \text{Min } c(x) + d(y) \tag{1.1}$$

s.a.

$$A(x) \leq b$$

$$E(x) + F(y) \leq h$$

Neste problema, as variáveis x representam as *decisões* sobre os investimentos no sistema e o custo associado é representado por $c(x)$. As restrições nas decisões de investimentos (restrições financeiras, cronograma de obras, etc.) são representadas pelas restrições $A(x) \leq b$. Uma vez definidas as capacidades dos equipamentos, estes serão utilizados para atender a demanda prevista. As variáveis y representam as decisões de operação (despacho de geração, fluxo nas linhas, corte de carga, etc.) e

o conjunto de restrições $E(x) + F(y) \leq h$ representam as restrições nas decisões operacionais. Note que as decisões x afetam o conjunto de restrições operacionais. O problema descrito em (1.1) pode ser resolvido tipicamente por um processo de decisão em dois estágios :

- No primeiro estágio (subproblema de investimento), determina-se uma capacidade viável x^* a ser instalada que atenda as restrições de investimento $A(x^*) \leq b$;
- No segundo estágio (subproblema de operação), dada uma capacidade x^* , o sistema é operado de maneira mais eficiente, ou seja, minimiza-se o custo de operação $d(y)$, resolvendo o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} & \text{Min } d(y) && (1.2) \\ & \text{s.a.} \\ & F(y) \leq h - E(x^*) \end{aligned}$$

Note-se que $E(x^*)$ é transferido para o lado direito das restrições, pois já é um valor conhecido.

A Figura 1.1 ilustra o processo de decisão em dois estágios.

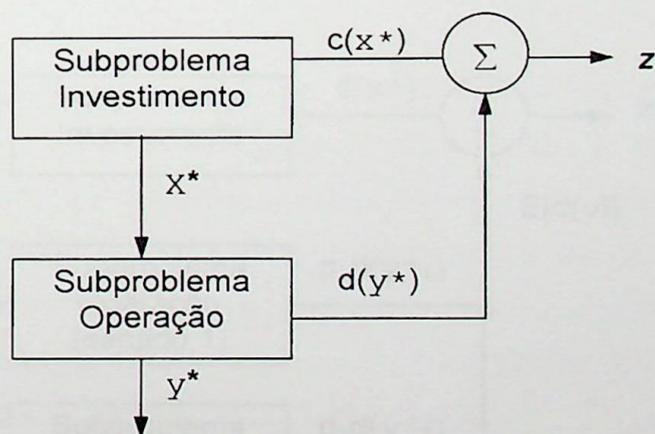


Figura 1.1 - Processo de Decisão em Dois Estágios

O problema em (1.1) pode ser estendido para o caso estocástico, no qual as soluções do segundo estágio dependem de variáveis aleatórias. Por exemplo, considere-se o

caso em que o vetor de h de (1.1) pode assumir dois valores, h_1 e h_2 com probabilidades associadas p_1 e p_2 ($p_1 + p_2 = 1$).

Neste caso, o problema da otimização é encontrar a estratégia que minimiza o custo do investimento mais o valor esperado do custo da operação, conforme definido a seguir:

$$z = \text{Min } c(x) + p_1 d(y_1) + p_2 d(y_2) = \text{Min } c(x) + E[d(y)] \quad (1.3)$$

s.a.

$$\begin{aligned} A(x) & \leq b \\ B(x) + F(y_1) & \leq h_1 \\ E(x) + F(y_2) & \leq h_2 \end{aligned}$$

Esta formulação resulta a mais adequada para a introdução da confiabilidade, uma vez que é dado um tratamento probabilístico aos problemas de operação. Os subproblemas de operação podem representar uma avaliação de confiabilidade que fornece indicadores para o subproblema de investimento.

A Figura 1.2 apresenta o esquema de solução em estágios aplicado ao caso estocástico com 2 cenários.

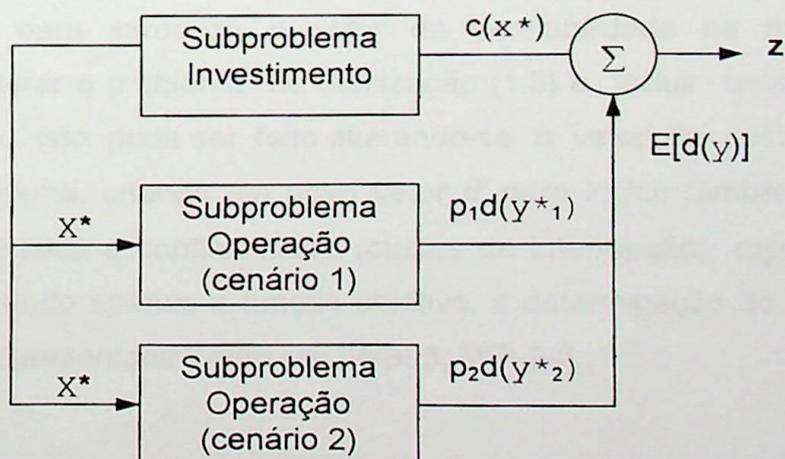


Figura 1.2 - Processo de Decisão em Estágios - Caso Estocástico

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 estabelecidos. Isto pode ser feito através da introdução de restrições de confiabilidade nos problemas de otimização (1.1) e (1.3). O conjunto $E(x) + F(y) \leq h$ que representa as restrições nas decisões operacionais seria então estendido para incluir as restrições relativas aos índices de confiabilidade [M94].

Esta aproximação conduz a resultados razoáveis. Entretanto, não se pode garantir que estes limites estabelecidos a "*prior*" 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 de 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, o valor esperado dos custos de produção e o valor da confiabilidade [WWB80, BO88, BG90, WM94, MPL94, MLPMS95].

A melhor opção para introduzir o valor da confiabilidade na metodologia de planejamento é alterar o problema de otimização (1.3) e incluir uma nova parcela na função objetivo. Isto pode ser feito alterando-se o vetor de custos d associado à operação do sistema, criando um novo vetor d' para incluir também uma parcela com os custos relativos à confiabilidade (custos de interrupção), representado pelo vetor q . Reescrevendo apenas a função objetivo, a determinação do *plano de custo mínimo* pode ser representada então por [WB93, MPL94] :

$$z = \text{Min } c(x) + E[d'(y)] = \text{Min } c(x) + E[d(y) + q(y)] \quad (1.4)$$

Na formulação apresentada em (1.4), os custos de operação para fornecimento de energia e de confiabilidade correspondem ao valor esperado calculado para vários

estados operativos do sistema. Estes estados consideram, por exemplo, quebra de equipamentos de geração e transmissão; afluências hidrológicas diferentes; condições ambientais diversas; limitações na produção de algumas unidades; etc. *A consideração de todos estes aspectos é uma tarefa extremadamente complexa*, pois o número de variáveis aleatórias envolvidas é significativo, o que potencialmente acarreta um grande número de estados operativos, e além disto, existem correlações temporais que dificultam a modelagem estocástica. *Na prática, o que tem sido feito é elaborar modelos “especializados” para cada etapa de avaliação dos custos de produção e de confiabilidade*. Em cada etapa, ou níveis hierárquicos [WGM189], são introduzidas as variáveis mais significativas para o cálculo e aproximações no modelo estocástico viabilizam a análise [M94].

Os problemas apresentados anteriormente nas formulações 1.2 e 1.3 também podem ser resolvidos eficientemente por um *esquema de decomposição de Benders*, que soluciona alternadamente os problemas de otimização de cada estágio.

A metodologia *de decomposição de Benders* e sua aplicação ao planejamento da expansão de geração e transmissão é amplamente tratada e discutida na referência [PPCO85].

As metodologias apresentadas até agora mesmo que permitem a introdução dos aspectos relacionados à parcela de confiabilidade, resultam extremadamente complexas em sua solução e, portanto, sua aplicação prática no planejamento de geração resulta muito limitada. No presente trabalho nenhuma das metodologias expostas serão utilizadas.

Para ilustrar a determinação do *plano de custo mínimo*, é apresentada na Figura 1.3, a curva teórica de Custo/Benefício em função da confiabilidade do sistema para obtenção do seu ponto ótimo para as empresas de energia elétrica e os consumidores [WWB80, BO88, BA88, B89, BG90].

A Figura 1.3, mostra que a determinação do nível ótimo de confiabilidade $R_{\text{ótimo}}$ foi uma conseqüência de um processo de *equilíbrio econômico* entre os *custos de suprimento (investimentos e produção)* e os *custos de interrupção (valor da confiabilidade)* [BG90]. Em contraste, a tradicional aproximação escolhe um valor a *“prior”* como nível de confiabilidade, R , e a tarefa dos planejadores é identificar o

plano com os menores custos de investimento e de produção objetivando satisfazer a este nível de confiabilidade. Esta aproximação conduz ao ponto A na Figura 1.3.

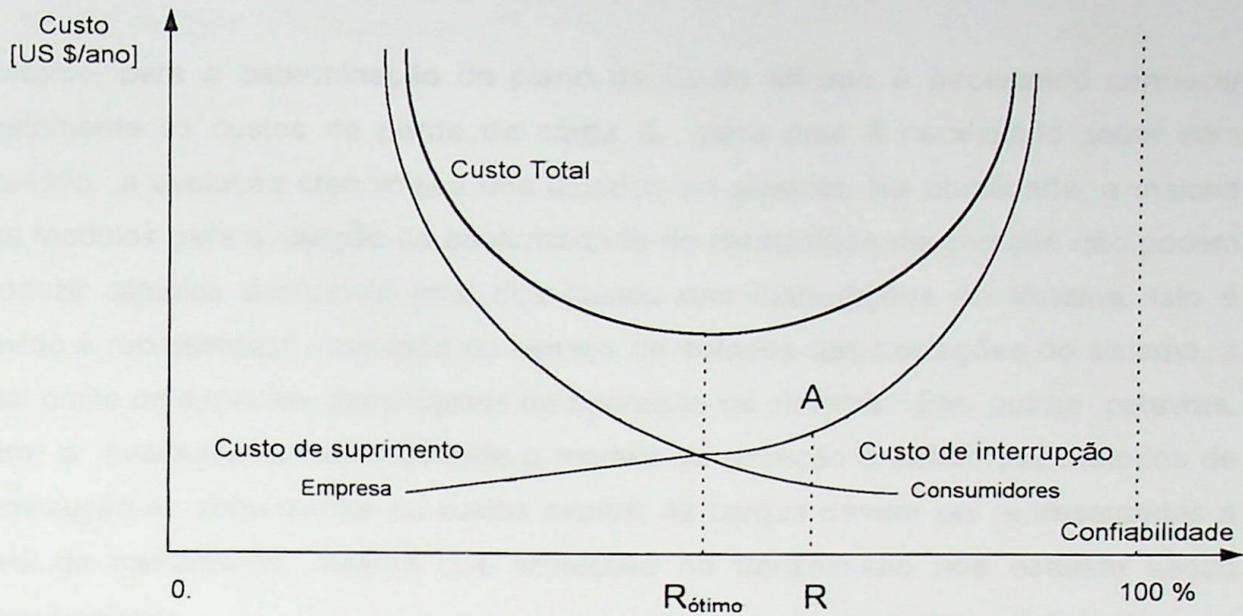


Figura 1.3 - Determinação do plano de Custo Mínimo

O custo de suprimento se reflete nos consumidores através de tarifas de energia elétrica. O custo de interrupção reflete os prejuízos que incidem sobre os consumidores quando a empresa de energia elétrica não é capaz de atender a sua demanda. Se as empresas de energia elétrica reduzem o seu custo de suprimento com a redução de confiabilidade, seja diminuindo a reserva, permitindo a deterioração dos equipamentos existentes, ou adiando investimentos, o custo de interrupção incorrido pelos consumidores aumenta. Por outro lado, as empresas podem aumentar a confiabilidade do sistema diminuindo o prejuízo dos consumidores com as interrupções. Entretanto serão necessários novos investimentos, o que acarreta um aumento do custo de suprimento [BO88, BG90]. Logo, para satisfazer as condições de otimalidade necessárias para a obtenção do ponto ótimo na confiabilidade, o plano de custo mínimo deve ter os seguintes atributos:

- Nenhum investimento adicional em confiabilidade deve ser realizado, por que as reduções no custo de interrupção e no fornecimento de energia são menores do que o custo adicional dos investimentos.

Nenhuma redução nos investimentos deve ser realizada, porque o aumento no custo de interrupção e no fornecimento de energia são maiores do que o benefício obtido no custo dos investimentos. Com isto, os custos e benefícios marginais de investimentos no sistema relativos à confiabilidade são iguais no ponto ótimo.

Portanto, para a determinação do plano de Custo Mínimo é necessário conhecer exatamente os custos de perda de carga e, para este é necessário saber com exatidão a evolução cronológica dos estados do sistema. 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, a 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* e, para avaliar os custos exatos, as cargas devem ser representadas a nível de barramento, mesmo que limitações na transmissão não estejam sendo consideradas.

Uma *técnica exata*, baseada na *simulação Monte Carlo seqüencial*, foi proposta para calcular o valor total do custo de perda de carga, LOLC (*i.e. Loss of Load Cost*) do sistema [P96, LPMM97], podendo com isto demonstrar que todas as metodologias previamente publicadas para avaliar os índices LOLC são aproximações.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

A determinação da quantidade de capacidade de geração, necessária para garantir um fornecimento adequado de energia, é um importante aspecto do planejamento e da operação de um sistema de potência. O problema pode ser dividido em duas áreas conceitualmente diferentes: capacidade estática e capacidade de operação.

A capacidade estática avalia as necessidades de geração no sistema a longo prazo. A capacidade de operação avalia para o curto prazo, a capacidade requerida no sistema para satisfazer um determinado nível de carga. Ambas devem ser examinadas a nível de planejamento com o propósito de avaliar alternativas, facilidades, perspectivas econômicas, etc. Uma vez a decisão tenha sido tomada, as necessidades de curto prazo tornam-se um problema de operação.

A capacidade estática é considerada como aquela capacidade que deve ser planejada e construída antecipando-se ao crescimento da demanda do sistema. A reserva estática deve ser suficiente para suportar as saídas programadas (overhauls), ou não programadas das unidades de geração, e os crescimentos da carga superiores aos prognosticados.

Historicamente, a capacidade estática tem sido determinada, usando critérios subjetivos, tais como, margens percentuais de reserva, e/ou perda da unidade maior do sistema. Estes critérios não podem e não levam em conta muitas das restrições do sistema, tais como taxa de falhas das unidades, tempos de reparos, incertezas da carga, tempos das manutenções programadas, diferentes tamanhos das unidades, classe de unidades, etc. Por esta razão muitas concessionárias, hoje, estão usando metodologias probabilísticas, baseadas em modernas técnicas de confiabilidade [PB92].

A aplicação de métodos probabilísticos na solução dos problemas de planejamento de um sistema de potência provê bases analíticas para o planejamento da capacidade. Tal aplicação pode ser estendida, parcial ou totalmente, à integração de sistemas ou áreas, capacidade das interligações, efeitos de projeto e tamanho das unidades, programas de manutenção e outros parâmetros do sistema. Os aspectos econômicos associados a diferentes padrões de avaliação da confiabilidade podem ser comparados somente com o uso de técnicas probabilísticas.

O planejamento da capacidade de geração sempre tem estado ligado ao desenvolvimento das técnicas de avaliação da confiabilidade dos sistemas de potência.

Um grande número de artigos documentam muito bem a aplicação das técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade da capacidade de geração, sobretudo em quatro amplas bibliografias publicadas em 1966 [B66], 1972 [B72], 1978 [APM78] e 1984 [ABL84]. O interesse na aplicação dos métodos probabilísticos na avaliação das necessidades de capacidade de geração é evidente desde 1933.

O primeiro grande grupo está constituído pelos artigos publicados em 1947 por CALABRESE [C47], LYMAN [L47], SELVE [S49] e LOANE e WATCHORN [LW47], as pesquisas relatadas 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 são conhecidos como método da *probabilidade de perda de carga* e método da *freqüência e duração* (F&D).

O segundo grupo de trabalhos, em 1958, modificou e estendeu as metodologias precedentes. Além disto, introduziu um novo processo baseado nas *técnicas de simulação* [B51, RC55].

O terceiro grupo está formado por um conjunto de artigos publicados entre os anos de 1968-1971 por RINGLEE, WOOD et al. [HRW68, RW69, GGRW69, CRW69], apresentando uma técnica recursiva para a construção do modelo de geração para se combinar com o modelo de carga, facilitando sua implementação computacional [BO88].

Nas referências [HRW68, RW69, GGRW69, CRW69] e [BWH81] 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 de carga alta é descrito por um fator de exposição. Este modelo de carga e um modelo de geração a estados acumulados de capacidade são combinados para fornecer o modelo de risco do sistema.

No ano de 1976 foi proposto por AYOUB e PATTON [AP76] um outro modelo de carga a estados acumulados aplicado a valores horários de carga. Os geradores foram modelados em dois estados, resultando num modelo de geração a estados individuais de capacidade. Foi apresentada uma forma prática e eficiente para a sua obtenção, a medida que se foi acrescentando uma nova unidade. Esta metodologia não permite obter o valor esperado de potência não suprida pois a carga é modelada por estados acumulados.

No ano de 1977 ALLAN e TAKIEDDINE [AT77], publicaram uma nova metodologia que possibilitou a aplicação de técnicas de freqüência e duração a sistemas com grande número de unidades. Porém as unidades geradoras foram modeladas apenas

por dois (2) estados enquanto o modelo de estados individuais com picos diários constituíram o modelo de carga. O principal objetivo deste método era considerar a manutenção programada das unidades de geração.

No ano de 1986 foi proposto um método para calcular os índices de confiabilidade, em especial os índices de frequência e duração, através do método da carga equivalente ("*equivalente load method*") [B89], no qual cada modelo de unidade de geração é visto como um modelo de carga, com as 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.

No ano de 1991 segundo referência [LMC91], as unidades de geração são representadas por modelos multi-estados e a carga é representada por seus picos horários ou dados de carga definidos sobre um intervalo apropriado de tempo. Portanto os modelos de geração e carga são tratados como modelos multi-estados de frequência desbalanceada. É demonstrado que as probabilidades e frequências dos estados de reserva podem ser avaliadas de forma recursiva por *convolução discreta*.

As técnicas usadas na faixa dos anos 1968-1971 para a determinação de um plano de expansão de geração, que permitisse satisfazer um nível desejado de confiabilidade aos usuarios, era definido basicamente por dois índices de confiabilidade: LOLP (*Loss of Load Probability*), e o EPNS (*Expected Power not Supplied*). Outra aproximação usada refere-se ao método da frequência e duração (F&D), que permitia ao planejador determinar a frequência de saída de um sistema de geração em particular, assim como a sua duração esperada. Na pratica, a experiência dos planejadores continua tendo um papel muito importante na decisão das alternativas do plano de expansão de geração frente aos rígidos resultados obtidos de ferramentas analíticas.

No período 1970 -1980 começa um grande interesse pelo planejamento de sistemas de geração analisando os custos associados com a taxa de saídas forçadas das unidades FOR (*Forced Outage Rate*), e seu impacto nos custos de produção [SRW72, SW72a, SW72b]. As técnicas usadas para determinação destes valores são técnicas probabilísticas e técnicas de simulação. Portanto, os valores dos custos

obtidos, são valores esperados. Desenvolvem-se também novas técnicas para a determinação dos custos de produção, baseadas no método dos momentos, a curva de duração de carga LDC e usando os conceitos de convolução [RTS80].

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 [HH64] e, em termos gerais, estão baseados na imitação da operação de um sistema num período de estudo [E78, A90, BA92]. Isto envolve a geração de uma história artificial do modelo do sistema e, a partir do seguimento dessa história, se obtêm deduções sobre as características do sistema real. O processo é de fácil aplicação e pode-se usar para solucionar não somente problemas simples mas também problemas onde as soluções analíticas podem não existir [R81].

A 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 [EPRI82, NPS75] e fornecer uma referência para a comparação da modelagem de varias hipóteses associadas com técnicas analíticas. Na maioria das técnicas analíticas um dos defeitos é que elas não fornecem as distribuições associadas com os índices de confiabilidade. Estas distribuições podem facilmente ser geradas usando-se 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 [B51]. 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 [E78].

No período de 1980-1990 cresce o interesse no mundo inteiro, em relação à otimização econômica do planejamento da expansão dos sistemas de potência e sua confiabilidade [BG90] e a metodologia mais frequentemente usada é a determinação do LOLE (*Loss of Load Expectation*) [BA84]. Nos modelos de planejamento da expansão, começa-se a usar, de forma ampla, as técnicas de otimização [A81, WM94], e o problema da expansão passa a ser formulado como um problema de otimização determinística, se a inclusão das restrições de confiabilidade são representadas como restrições determinísticas e o desempenho do sistema é avaliado para vários cenários diferentes [LZ84, YC89, DR89]. Se a geração e a carga são modeladas como variáveis estocásticas nas quais os aspectos probabilísticos do problema são representados de maneira explícita, a solução do problema deve ser feita com técnicas de programação dinâmica estocástica [A81, DB84, PLY85, MHW91]. São também incluídos critérios de custo/benefício de forma a obter-se o plano de mínimo custo [WWB80, BO88], e se trabalha muito sobre os métodos de simulação e determinação probabilística e estocástica dos custos de produção (*probabilistic production cost*) [BA88, LBL89, BLHF90] e aplicação de algumas técnicas de sistemas expertos nos problemas de planejamento [DR89].

Depois do ano de 1990, há um grande desenvolvimento em relação à determinação dos custos de produção, custos de interrupção (*valor da confiabilidade*) [BG90, TBW91, EU91, EU92], metodologias de simulação [PGMS92], técnicas de redução de variância [BLHF90, LLB90, MS91], técnicas de otimização [FC95], plano de mínimo custo [MHW91, PB92, M94, DHF95, N95] e a integração de sistemas expertos aos problemas do planejamento de geração [DR91].

O estabelecimento do plano de mínimo custo começa a sofrer fortes e sérias pressões, como resultado da reestruturação que no mundo inteiro está sendo objeto as empresas de fornecimento de eletricidade. A reestruturação geralmente inclui investimentos privados nos projetos. Portanto, a importância da estratégia ótima do longo prazo, ou "próximo" projeto de custo mínimo, pode algumas vezes não ser atrativo para os investidores privados. Esta modalidade, agora está ganhando interesse com relação ao desvio das estratégias ótimas no ambiente dos investimentos privados. O impacto das mudanças na seqüência do projeto, inserção de projetos não incluídos normalmente na estratégia ótima e o curto período de recuperação dos investimentos, tem complexas diferenças no plano de longo prazo [DHF95].

O planejamento de sistemas de geração é um dos passos mais cruciais no planejamento da expansão numa empresa de energia elétrica. Decisões tomadas e políticas aplicadas neste estágio tem um tremendo efeito em todas as outras fases dos programas de expansão do sistema e determinam a posição financeira que a empresa deve assumir frente às diferentes alternativas escolhidas. Portanto, um plano de expansão de geração escolhido como a melhor alternativa é crucial para o sucesso de qualquer empresa elétrica [S77, FNAP90, WM94].

Em termos gerais um plano de expansão de geração deverá proporcionar à empresa de energia a capacidade de satisfazer às necessidades dos usuários, garantindo confiabilidade e qualidade no suprimento de energia por um preço razoável. Portanto cada empresa deve considerar somente esses planos de expansão que lhe permitirão obter uma boa postura financeira de modo a atrair novos investidores.

A indústria das empresas de eletricidade é uma indústria de um capital muito intensivo, fato este que requer continuamente que as empresas procurem externamente fundos para financiar a construção de novas obras.

Para uma empresa de energia elétrica, escolher um plano de expansão de geração entre as muitas alternativas disponíveis, como resultado de um estudo de planejamento, é complicado, especialmente quando todas as empresas devem trabalhar para obter a melhor estratégia num ambiente de incertezas. Em adição à incerteza inerente na predição de carga, o planejador deverá tratar também as incertezas associadas com:

- . Confiabilidade das unidades
- . Programas de manutenção
- . Custos e políticas de combustíveis
- . Políticas de controle da poluição, legislação e custos
- . Custos de construção
- . Custos de investimento e disponibilidade de recursos

Na prática, a forma alternativa como os planos de expansão de geração são desenvolvidos, está baseada na experiência dos planejadores e esta continua tendo

um papel muito importante na decisão das alternativas do plano de expansão junto aos rígidos resultados obtidos mediante ferramentas analíticas.

Freqüentemente se define um número de possíveis alternativas de expansão baseados em:

- . Crescimento da carga
- . Tempos de construção
- . Disponibilidade de terrenos
- . Disponibilidade de combustíveis

Esses planos alternativos são então submetidos a uma detalhada análise para garantir que eles satisfaçam o nível desejado de confiabilidade. Obviamente, o plano que não cumprir com o critério de confiabilidade estabelecido é eliminado ou apropriadamente modificado.

Outra aproximação usada é um procedimento semi-automático no qual as necessidades de capacidade são determinadas sobre um horizonte de tempo usando métodos analíticos. Com esta informação como guia, vários planos de expansão podem ser determinados por variação do tipo, da capacidade e do período de entrada da adição de unidades [BA84]. Neste ponto pode-se afirmar que poucos métodos analíticos existem para identificar planos que são igualmente bons em termos de confiabilidade.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por cinco capítulos, os quais serão descritos em linhas gerais conforme a seguir.

No presente capítulo foi realizada uma breve introdução das necessidades e dos problemas do planejamento da expansão de geração e, definidos os principais objetivos do presente trabalho.

Neste mesmo capítulo são apresentados os principais aspectos na determinação do plano de custo mínimo e a consideração do valor da confiabilidade em sua

modelagem. É feito também um resumo do desenvolvimento histórico das metodologias utilizadas para estes propósitos.

Serão descritos, no Capítulo II, os métodos usados na determinação dos custos de produção, custos de interrupção e os investimentos.

No Capítulo III serão apresentados a avaliação dos custos, os resultados de simulação e uma análise de sensibilidade para os custos de produção, custos de interrupção e os custos totais, feitos para o sistema teste da IEEE (IEEE-RTS).

O Capítulo IV descreverá as metodologias propostas por este trabalho para simulação de alternativas de expansão de geração, convergência ano a ano e convergência por horizontes, análise e discussão dos resultados obtidos para o sistema teste da IEEE (IEEE-RTS).

No Capítulo V será apresentado o problema do planejamento da geração, sua importância, as metodologias existentes, a metodologia proposta, a modelagem da incerteza na demanda e os resultados obtidos para o sistema teste.

No Capítulo VI serão apresentadas as principais conclusões obtidas no desenvolvimento desta dissertação, como também algumas propostas para possíveis trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

CUSTOS DE PRODUÇÃO, INTERRUPÇÃO E INVESTIMENTOS

2.1 INTRODUÇÃO

Várias decisões devem ser tomadas no estágio de planejamento de sistemas de geração. Entre elas, deve-se definir o tipo e a capacidade de geração que deve ser instalada de modo a fornecer as predições de demanda num sistema de potência. Esta capacidade adicional conhecida como reserva, deve compensar as falhas nas usinas de geração, na manutenção programada e crescimentos de carga superiores aos prognosticados. Se a reserva é insuficiente, a confiabilidade do suprimento de energia será inadequada com uma grande deterioração da qualidade. Por outro lado, se a reserva estática é muito grande, o sistema será economicamente inviável para as empresas de energia e para os consumidores.

O objetivo básico do planejamento de geração é, portanto, determinar o tipo e número de unidades de geração, o programa de construção de usinas, o momento de entrada comercial de cada nova unidade, e as linhas de interligação de modo a garantir um *fornecimento confiável e econômico* para atender a demanda prevista. [FC95].

Um fornecimento confiável significa assegurar uma adequada produção de energia para atender a demanda estimada sob certas condições de incerteza. Estas condições de incerteza são resultado das condições futuras de operação (variação e crescimento da carga, disponibilidade de equipamentos), atividades sociais (impacto ambiental, restrições ambientais, tempos de construção) e atividades de tipo econômico (crescimento da economia, custos de combustíveis, juros e restrições financeiras) [FC95].

Na avaliação dos custos associados a um determinado plano de expansão é essencial que as seguintes parcelas sejam consideradas:

- . Custos de produção
- . Custos de interrupção
- . Investimentos
- . Momento de adição das novas unidades

Estes quatro aspectos têm uma grande influência na comparação e seleção de alternativas de expansão, assim como no estabelecimento da viabilidade econômica de projetos integrantes do plano de expansão.

A procura da solução econômica pode ser dirigida a encontrar o plano de mínimo custo sob condições de incerteza para cada unidade nova de geração. A metodologia de planejamento pelo custo mínimo (*least cost planning*) [M94], relaciona de forma explícita as decisões das empresas e os custos incorridos pelos consumidores, e potencialmente, tem diversas aplicações em sistemas de potência. Tal metodologia procura minimizar o *Custo Total* que está conformado pelo somatório dos *custos de investimento*, o valor esperado dos *custos de produção* e os *custos de interrupção (valor da confiabilidade)*. O planejamento pelo custo mínimo tem sido largamente utilizado pelas concessionárias no mundo inteiro, como a metodologia que pode garantir a escolha do plano economicamente mais atrativo para investimento sendo, portanto, um dos passos mais decisivos no futuro financeiro de uma empresa de energia.

Como resultado do anterior, o uso de técnicas probabilísticas no planejamento da expansão tem despertado um interesse muito significativo e atrativo frente às incertezas e aos aspectos econômicos que implica, para as empresas de energia, a escolha de um plano ótimo de expansão de geração, que deverá proporcionar a capacidade de satisfazer às necessidades dos usuários, garantindo confiabilidade e qualidade no suprimento de energia por um preço razoável.

Neste trabalho, objetiva-se estabelecer uma metodologia de análise econômica de planos de expansão que permita a determinação do plano de custo mínimo avaliando de *forma exata* os *custos de produção* e, os *custos de interrupção LOLC* [P96, LPMM97], usando para isto a simulação de Monte Carlo seqüencial e técnicas probabilísticas, com o propósito de poder levar em conta todos os aspectos cronológicos dependentes do tempo e gerar as funções de distribuição correspondentes [DFS91]. Isto permitirá avaliar, de forma mais detalhada, cada

alternativa escolhida e selecionar o esquema ótimo de solução dentro do plano de expansão.

2.2 CUSTOS ANUAIS DE PRODUÇÃO

A determinação dos custos de produção é uma parte muito importante no planejamento de geração em sistemas de potência e, tem uma porcentagem de participação muito grande na seleção e comparação de alternativas de expansão que permitirão determinar o plano de custo mínimo.

Na avaliação dos custos de produção, unidades com igual ou similar capacidade e índices de confiabilidade muito semelhantes, podem ter custos de operação muito diferentes, devido ao tipo de combustível primário que elas utilizam.

Um procedimento detalhado de cálculo de custos de produção deve envolver considerações tais como: custos de combustíveis, custos de partida e falhas das unidades, efeitos da manutenção, custos e considerações do meio ambiente [S77, RTS80, N95].

2.2.1 Composição dos Custos de Produção

Para a avaliação correta das metodologias de cálculo de custos de produção, é necessário definir corretamente qual é a composição deste subconjunto de custos e caracterizar exatamente cada uma destas parcelas de maneira que permitam ser quantificadas.

Neste trabalho, os custos de produção são definidos principalmente pelas seguintes quantidades [S77, LP85, B89] :

- Custos de combustíveis
- Custos de operação e manutenção (O&M)

Custos de Combustíveis - O custo e a disponibilidade de combustíveis são os fatores mais importantes na determinação da melhor e mais econômica combinação de capacidade e tipo de unidades geradoras que devem fazer parte de um programa de produção de energia. Diversos tipos de combustíveis têm sido usados para

propósitos de geração de energia, mas é obvio que seu atual preço varia consideravelmente com a localização da usina, o tipo de combustível e com a data em que o contrato de fornecimento de combustível é assinado, adicionalmente estando o preço dos combustíveis sujeito às taxas de inflação. Os custos de combustíveis para as unidades hidráulicas estão representados principalmente pelo valor da água, cujo custo é associado usualmente ao atendimento da carga com geração termoelétrica.

Custos de Operação e Manutenção (O&M) - Esta parcela de custos consiste de gastos por salários, serviços, manutenção preventiva, peças de reposição, lubrificantes, água, produtos químicos e outros serviços como transporte e equipes de incêndio. Para análise de engenharia e outros estudos, os custos de O&M são divididos em *dois componentes*. O *primeiro* é o *componente variável* determinado pela utilização da unidade ou da usina, e leva em conta a capacidade, a energia gerada e as horas de operação ao ano. O *segundo* componente dos custos ao ano de O&M corresponde ao *componente fixo*, principalmente determinado pelo tipo e tamanho da unidade ou usina, e leva em conta juros, impostos, depreciação, seguros e qualquer outro gasto baseado sobre a magnitude dos investimentos, e não no grau de uso que o equipamento tem durante o ano.

Portanto, os planejadores deverão simular de forma detalhada a operação do sistema com o propósito de poder predizer exatamente os custos esperados de produção de energia. Tais simulações devem ter em conta o despacho econômico (custos incrementais iguais) das unidades [RTS80], os estados de disponibilidade das mesmas e a cronologia da carga.

2.2.2 Determinação dos Custos de Produção

Uma metodologia usada freqüentemente para avaliar alternativas de expansão de geração é a determinação do valor esperado de perda de carga LOLE [BA84, A90, FWTS91]. Esta técnica usa geralmente a curva de variação dos picos diários de carga DPLVC (*Daily Peak Load Variation Curve*), a qual representa o número de dias em que o pico de carga diário será excedido durante o período de estudo. Alternativamente a curva de duração de carga LDC (*Load Duration Curve*) pode ser usada e representa o número de horas em que a carga será excedida durante o período de estudo.

A técnica do LOLE tem dois pontos muito vulneráveis. O primeiro é que não indica a severidade da perda no suprimento de energia, e o segundo é que este não é um índice baseado em métodos de avaliação de energia. Este último ponto é importante, tendo em vista que os sistemas de geração são sistemas de energia e, portanto, é desejável que os índices de confiabilidade reflitam uma precisa base energética [BA88].

Estes problemas podem ser superados, usando-se indicadores baseados em métodos de avaliação da energia, tanto para a carga como para a capacidade. A importante vantagem de avaliação dos índices de energia é que eles podem ser usados para avaliar os custos de produção e portanto, junto com eles, os dois fatores primários mais importantes: confiabilidade e economia.

Historicamente isto tem sido usualmente considerado como um exercício separado da avaliação da confiabilidade e, portanto, os modelos e as técnicas de avaliação são geralmente diferentes.

Usando métodos baseados em avaliação da energia, tanto para a confiabilidade como para a determinação dos custos de produção, significa que ambos os parâmetros podem ser considerados simultaneamente, o que permite uma melhora, e portanto, um processo mais consistente na tomada de decisões.

No planejamento de geração em sistemas de potência, é conhecido amplamente o uso de alguma classe de modelo de simulação para obter os custos de produção. Estes modelos são em geral classificados em dois tipos: Os *modelos probabilísticos* e os *modelos estocásticos* [BLHF90, PGMS92, H96]

A aproximação analítica, usando *modelos probabilísticos*, é amplamente conhecida pelas empresas de energia para propósitos de planejamento, porque permite ter em conta a variação da carga no tempo e as incertezas na utilização das unidades de geração devido às suas próprias falhas. Esta metodologia será explicada a seguir:

O modelo mais freqüentemente usado para avaliação dos custos de produção é aquele que usa a curva de duração de carga LDC (*Load Duration Curve*) ou a curva equivalente de duração de carga ELDC (*Equivalent Load Duration Curve*) e a taxa de saídas forçadas FOR (*Forced Outage Rates*) das unidades de geração [RTS80,

BA88, LBL89]. As unidades de geração são despachadas em *ordem de mérito ECS (Economic Commitment Schedule)* e sua capacidade média é avaliada pelo produto de sua capacidade nominal por sua disponibilidade.

A primeira unidade na tabela de ordem de mérito é então colocada na base da LDC e a energia produzida por esta é calculada. Seu custo de produção é, então, dado pelo produto da energia gerada pelo custo de produção da unidade. A próxima unidade é então colocada na LDC, acima da primeira unidade. Este processo é repetido até que todas as unidades tenham sido consideradas. O princípio desta metodologia é ilustrada na Figura 2.1.

Este método é uma aproximação e não é consistente. O erro fundamental é que a unidade não gera sua capacidade média todo o tempo. Pelo contrário, gera sua capacidade total ou parcial, dependendo dos estados que possam existir. Este aspecto não é levado em conta e, em consequência, o custo de produção baseado em tal metodologia não corresponde ao verdadeiro comportamento do sistema.

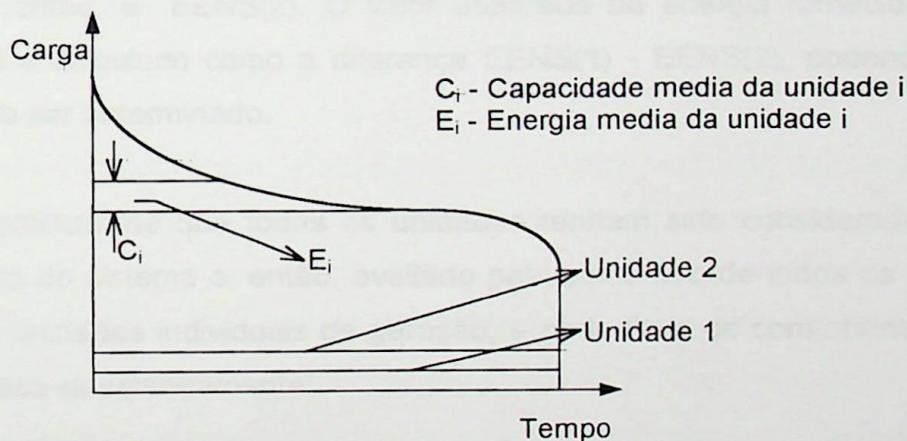


Figura 2.1 - Produção de Energia

Este problema pode ser resolvido pelo método que combina confiabilidade e custos de produção. Esta metodologia é explicada a seguir. A área abaixo da curva LDC é a energia esperada requerida para satisfazer às necessidades do sistema. Se não houver unidades gerando no sistema, o valor esperado de energia não suprida EENS (*Expected Energy not Supplied*) será igual à área abaixo da curva LDC e temos, então, EENS(0).

O primeiro passo é decidir a ordem de mérito das unidades [RTS80], e em seguida, a primeira unidade, de acordo com a ordem de mérito, é considerada bem como sua tabela de probabilidades da capacidade indisponível COPT (*Capacity Outage Probability Table*) [BA84] é avaliada.

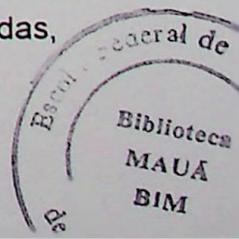
A Energia Não Suprida ENS (*Energy Not Supplied*) pela unidade é então calculada para cada um de seus possíveis estados, pela dedução da área que permanece abaixo da curva LDC. A Energia Esperada Não Suprida, EENS pela primeira unidade é, então, o somatório da ENS para cada estado da unidade, ponderado pela probabilidade de ocorrência desse estado. Temos assim EENS(1).

O valor esperado de energia fornecida pela primeira unidade é então calculada pela diferença EENS(0) - EENS(1), e o custo esperado de produção (production cost) da primeira unidade será o valor da energia fornecida multiplicado por seu custo de produção individual. O método continua incluindo a segunda unidade na tabela de ordem de mérito. A COPT das duas unidades é então avaliada. A ENS para cada estado desta nova tabela é calculada, e a EENS do conjunto de unidades pode ser obtida e, temos, então, a EENS(2). O valor esperado de energia fornecido pela segunda unidade é calculado como a diferença EENS(1) - EENS(2), podendo seu custo de produção ser determinado.

Este processo continua até que todas as unidades tenham sido consideradas. O custo de produção do sistema é, então, avaliado pelo somatório de todos os custos de produção das unidades individuais de geração, e os índices de confiabilidade do sistema são obtidos simultaneamente.

Vários algoritmos para a implementação da anterior aproximação têm sido publicados. A referência [LBL89] compara as vantagens e desvantagens desses algoritmos.

A desvantagem fundamental dos modelos probabilísticos, ou modelos baseados na curva de duração de carga LDC é que a cronologia da carga não é levada em conta, é perdida, quando a curva de duração da carga ou a probabilidade da carga é formada. É impossível simular esses aspectos na avaliação dos custos de produção, os quais são de natureza cronológica e portanto dependentes do tempo. Isto significa que como resultado das anteriores considerações, para as unidades comissionadas,



não poderão ser simulados os custos de partida, os custos de interrupção, os tempos de partida e os tempos de parada. Portanto, a simulação probabilística subestimar os custos obtendo um valor inferior ao valor real, e o que é mais importante, não permitirá ao planejador avaliar o efeito de certas restrições cronológicas.

Os *modelos estocásticos* para avaliação de custos de produção usam algoritmos de *simulação cronológica* e fazem a amostragem das variáveis de interesse durante períodos de tempo claramente definidos. Isto permite capturar os aspectos aleatórios resultantes, tanto das flutuações de carga como da disponibilidade de unidades de geração, e levar em conta as considerações dependentes do tempo (cortes de carga), usando para isto as técnicas da Simulação de Monte Carlo MCS.

O sistema de potência é modelado por um conjunto específico de “eventos”, onde um evento é uma ocorrência aleatória ou determinística que muda o “estado” do sistema [BA88]. Existem várias formas de como o sistema pode ser definido. Uma das mais conhecidas é a determinação da margem de disponibilidade. Esta consiste na diferença entre a capacidade disponível (capacidade instalada menos a capacidade das unidades em reparo) e a carga.

O modelo de simulação examina a vida operativa do sistema durante um período de tempo específico, usando amostras periódicas repetidas, cada uma consistindo de um número de horas especificamente determinado, as quais são selecionadas em sucessão cronológica (*simulação seqüencial*) [P96]. Esta representação proporciona uma conveniente aproximação para incorporar características operacionais do sistema. Outra vantagem adicional de se usar esta aproximação é a facilidade com que se podem obter os resultados em forma de distribuições de probabilidade [BLHF90, DFS91].

Neste processo de simulação, as condições iniciais (ou estados) do processo de simulação dos componentes de um sistema são determinadas por uma amostragem instantânea. Na representação em dois estados, para se criar um histórico operativo 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 se obter os intervalos de tempo nos quais a geração é maior ou menor que a carga do sistema.

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 metodologia seqüencial, na simulação 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.

No presente trabalho são aplicados os modelos estocásticos, junto com a simulação de Monte Carlo seqüencial, permitindo uma amostragem instantânea, tanto para a curva de carga horária do sistema como para a disponibilidade das unidades de geração, durante cada intervalo de discretização. O despacho das unidades para cada intervalo de tempo é determinado otimamente, baseado no conceito convencional de ordem de mérito [PLY85, MHW91].

A ordem de despacho é definida como a ordem de mérito econômico ECS (*economic commitment schedule*), na qual cada unidade é comissionada e despachada de acordo com a ordem de incremento dos custos de operação [RTS80, PLY85, MHW91].

Esta ordem de incremento é determinada de duas maneiras diferentes: A primeira está baseada no cálculo dos *custos incrementais médios* de combustível determinados para cada intervalo de operação da unidade de geração. No caso de unidades termoelétricas se trabalha com os valores de sua curva de taxa de calor HR (*Heat Rate*) que permite calcular a curva típica de entrada/saída I/O (*Input/Output*) e determinar os custos incrementais [S77, LP85]. No caso de unidades hidráulicas leva-se em conta o valor da água associada usualmente ao atendimento da carga com geração termoelétrica.

A segunda forma é uma metodologia idêntica à já exposta, exceto que o valor usado para determinar a lista de prioridades das unidades comissionadas é o *valor médio* do custo de combustível necessário para a operação das unidades em cada ponto da curva HR.

Este processo é realizado para cada intervalo de discretização e as unidades de geração são comissionadas com relação a seus custos de combustíveis que dependem de sua potência gerada. A metodologia garante que as unidades serão sempre comissionadas a seu valor máximo de produção, de maneira a garantir sempre o critério de mínimo custo em que o sistema pode incorrer para atender um determinado valor de carga.

A tomada de carga por parte das unidades é feita considerando as restrições dos limites mínimos técnicos ("*technical minimums*") correspondentes e permitidos em operação normal para unidades térmicas [NB96], assim como as restrições de energia impostas às unidades hidráulicas, devido à insuficiência das vazões afluentes às usinas, condições estas normalmente associadas a condições hidrológicas desfavoráveis.

Para situações onde é necessário colocar em operação unidades com valores de geração menores que seus limites mínimos técnicos, estas são comissionadas com seus valores limites e o valor excedente de potência é redistribuído entre aquelas unidades já comissionadas que operarão com valores um pouco menores que o valor nominal.

O cálculo dos custos de produção é então realizado para cada intervalo de discretização e o valor anual é obtido como o somatório de todos os custos calculados para cada intervalo de tempo. Este esquema se repete durante todo o processo de simulação, permitindo obter o valor exato dos custos de produção correspondentes, e sua função de distribuição de probabilidade.

Embora os modelos probabilísticos apresentem os problemas expostos anteriormente, são em realidade muito mais rápidos que os modelos estocásticos existentes e, portanto, têm sido mais amplamente usados pelas empresas de energia para estudos que se estendem por períodos de mais de um ano.

2.3 CUSTOS ANUAIS DE INTERRUPÇÃO

A indústria das empresas de energia tem entrado num ambiente altamente competitivo onde o valor do mercado e os custos dos serviços que elas fornecem, são os pontos principais que a elas concerne e que determinam o seu sucesso ou não num ambiente de competitividade [BG90].

Ao mesmo tempo, as concessionárias de energia têm o compromisso de satisfazer às necessidades energéticas e de potência dos seus consumidores com os menores custos possíveis e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento. No planejamento de expansão, determina-se a seqüência de reforços necessários no sistema (geradores, linhas, etc) e que possibilitem o atendimento da demanda de forma *econômica e confiável* [WM94].

Para cumprir com estes compromissos, as empresas requerem novos investimentos, o que implica em aumentos de custos, e em última análise, em maiores tarifas para o consumidor. Desta forma, é necessário encontrar o melhor equilíbrio entre *custos e confiabilidade* nos sistemas de energia elétrica.

A avaliação econômica da confiabilidade requer a determinação do *valor da confiabilidade* [BA88, BG90], desde o ponto de vista dos clientes ou usuários do serviço e sua explícita incorporação no processo de planejamento. A aproximação básica para a determinação do valor da confiabilidade está em termos da avaliação econômica (*prejuízo*) que os cortes de energia (*custos de interrupção*) produzem para os usuários [BA88, B89, M94, N95, P96].

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 *acionamento* 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 [MSH94].

O *custo de interrupção* está relacionado às perdas ou prejuízos causados pelas interrupções no fornecimento de energia que surpreendem o usuário de forma intempestiva [BA88, B89, BG90, N95].

Os custos que contribuem para que a sociedade tenha um nível aceitável de adequação (fornecimento com qualidade e continuidade) geralmente aumentam com o grau de confiabilidade no atendimento da carga dos usuários, que normalmente, são chamados custos de suprimento. Por outra parte, os custos dos consumidores (prejuízos) associados às 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 se 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 à perda no fornecimento. O custo de interrupção num ponto de carga depende diretamente das características dessa carga [BWW82, S83, WBW83, WWB83]. 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* [WSB84, BA88, B89]

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 de 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 [M94, P96, LPMM97].

A maioria das aproximações usadas para estimar o valor da confiabilidade baseiam-se na determinação dos impactos das interrupções [WWB80]. 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.) [BWW82, S83, WBW83, WWB83].

Normalmente as publicações, nesta área, sobre o custo da restrição no serviço da eletricidade, refletem só as condições particulares dos países pesquisados [EPRI90b, SBL91].

2.3.1 Custo Unitário de Interrupção

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 produção, e garantir que os índices atendam aos critérios pré-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.

O plano ótimo de expansão deve então minimizar o somatório dos custos de investimento, o valor esperado do custo de produção e o valor da confiabilidade. Para ilustrar a determinação do plano de custo mínimo, a Figura 1.3 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.

Um dos parâmetros básicos para o cálculo do plano de custo mínimo é o *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.

2.3.2 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 têm uma influência marcante sobre o custo de interrupção. Em ordem de importância são descritos a seguir [M94, P96]:

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 2.2 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 [OH80]. Pode-se observar por esta Figura que o impacto das durações no custo de interrupção é relativamente grande.

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 freqüentes. Entretanto, conforme resultado de algumas pesquisas, os consumidores, de forma geral, preferem interrupções menos freqüentes

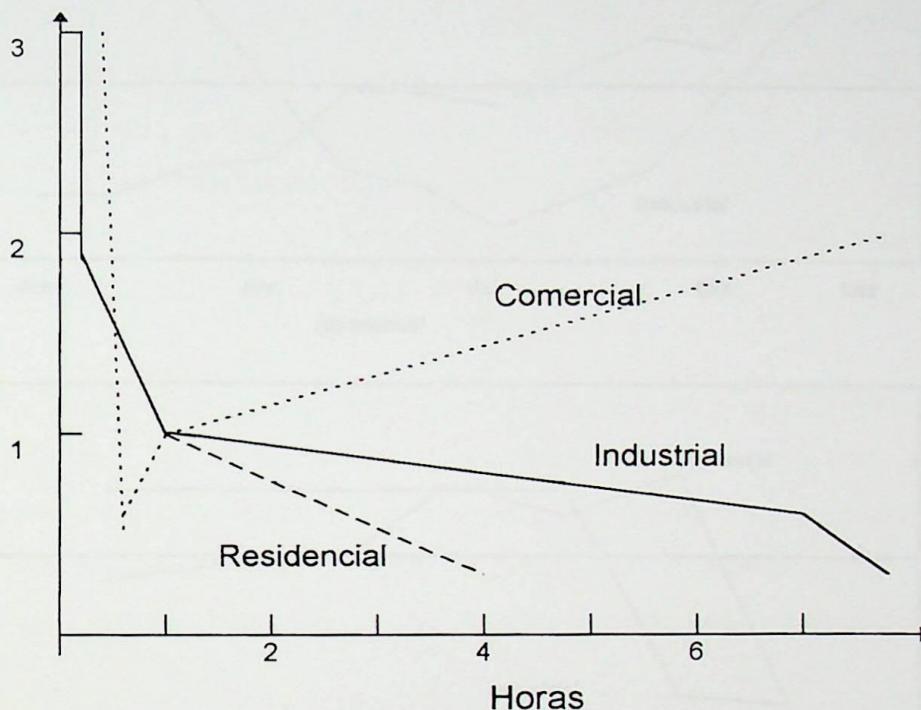


Figura 2.2 - Variação do Custo Unitário de Interrupção e a Duração

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 da semana e hora do dia, comparados com os valores médios. A Figura 2.3 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 [OH80].

Na Figura 2.3 pode-se observar que 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 desta.

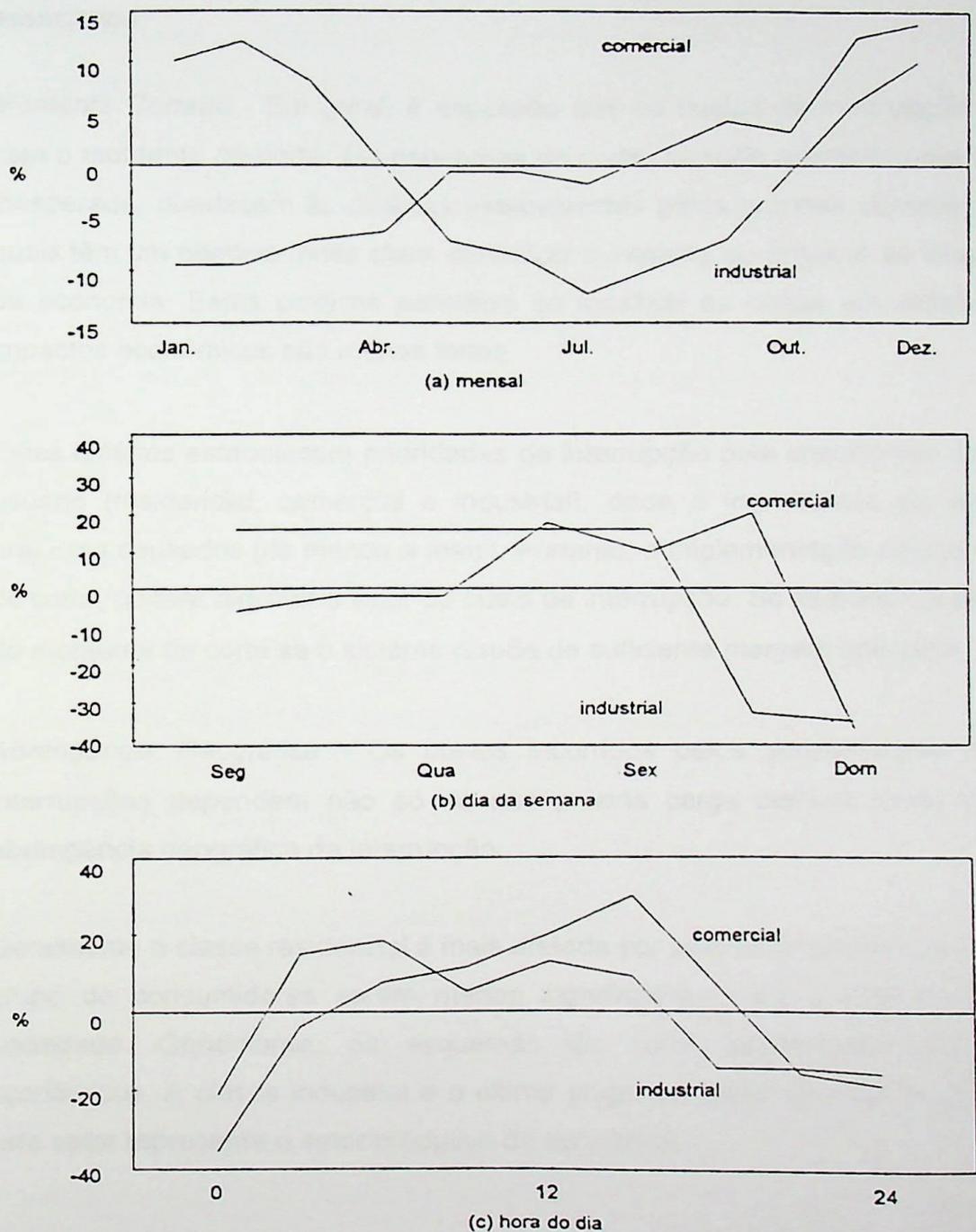


Figura 2.3 - Custo Unitário de Interrupção e o Instante da Ocorrência.

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.

2.3.3 Incidência das Interrupções nos Consumidores

No que se refere aos aspectos particulares associados a cada um dos tipos de consumidor, cabe ressaltar o seguinte [BA88, MPL94, MSH94]:

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 individualmente.

Consumidor Industrial - A sensibilidade dos consumidores industriais à duração 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.

2.3.4 Determinação do Custo de Interrupção

Geralmente para a estimativa 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 (US\$/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 [BA88, MLPMS95, SB95].

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. 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).

2.3.5 Metodologia 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 de 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 [P96].

Neste trabalho, será usada uma nova metodologia desenvolvida na referência [P96] para calcular os custos 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 [LPMM97].

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:

$$K_i = \sum_{j \in S_i} PS_j D_j UC(D_j) \quad (2.1)$$

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 .

O conceito anterior é aplicado à interrupção representada na Figura 2.4. Esta mostra uma interrupção entre os tempos t_1 e t_6 , com três diferentes níveis de potência cortada.

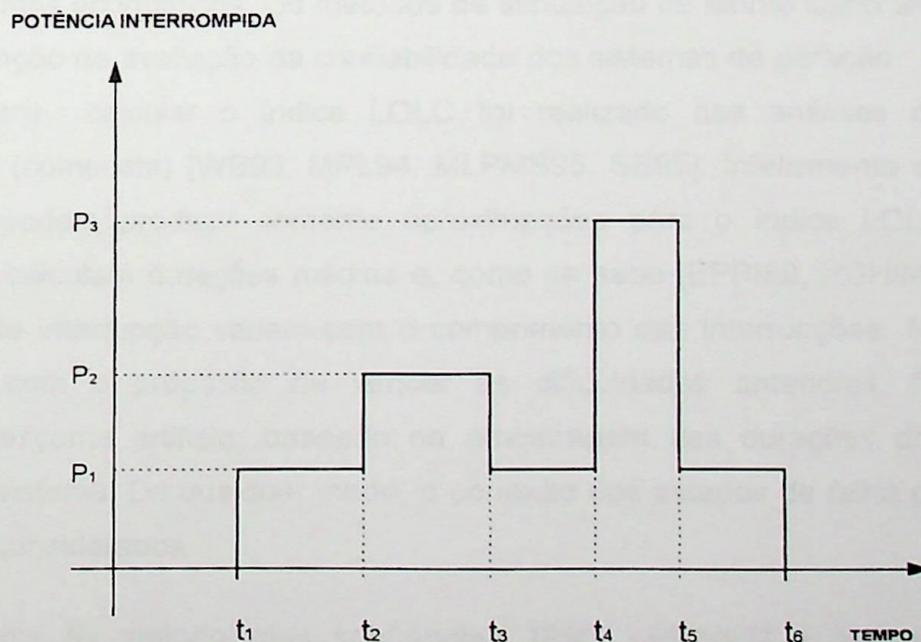


Figura 2.4 - Representação Gráfica de Uma Interrupção

Para este esquema de interrupção, a equação (2.1) pode ser escrita da seguinte forma :

$$K = (P_1 - 0)(t_6 - t_1) \times UC(t_6 - t_1) + (P_2 - P_1)(t_3 - t_2) \times UC(t_3 - t_2) + (P_3 - P_1)(t_5 - t_4) \times UC(t_5 - t_4) \quad (2.2)$$

que pode ser ainda reescrita como:

$$K = PS_1 D_1 UC(D_1) + PS_2 D_2 UC(D_2) + PS_3 D_3 UC(D_3) \quad (2.3) \\ = ES_1 UC(D_1) + ES_2 UC(D_2) + ES_3 UC(D_3)$$

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.

2.3.5.1 Custo de Perda de Carga - LOLC - do Sistema

O valor esperado do somatório do custo de interrupção K do sistema nas expressões (2.1), (2.2) ou (2.3) 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 porque 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. O maior esforço para calcular o índice LOLC foi realizado nas análises da confiabilidade global (composta) [WB93, MPL94, MLPMS95, SB95]. Infelizmente os métodos analíticos podem produzir somente aproximações para o índice LOLC [BOG87], já que, se calculam durações médias e, como se sabe [EPRI89, MSH94], os custos unitários de interrupção variam com o comprimento das interrupções. Na referência [WB93], com o propósito de vencer as dificuldades anteriores, foi introduzido um interessante artifício, 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 [P96, LPMM97] e pseudo-seqüenciais [M94, MPL94, MLPMS95] 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 (2.1) serão estimadas de forma correta, pela metodologia proposta neste trabalho. A formulação geral para a determinação do índice LOLC é apresentada a seguir:

$$LOLC = E \left[\sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j \quad (2.4)$$

A expressão anterior utiliza a frequência de interrupção f_j ao invés da probabilidade, como acontece na expressão:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(f_j) P(x) \quad (2.5)$$

onde:

x vetor com o estado *do sistema*, cada componente em x representa o estado de um *elemento* do sistema (e.g., unidades geradoras, circuitos, etc.);

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

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

Esta expressão corresponde ao valor esperado de uma *função-teste* usada para a avaliação dos índices de confiabilidade na modelagem por espaço de estados.

Logo, a equação (2.4) tem por objetivo avaliar o somatório do custo K de interrupção do sistema 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,

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.6)$$



onde,

T período de simulação

$G(t)$ função-teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é adequado.

permite estimar o valor esperado da função teste G ($E(G)$).

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:

$$\tilde{E}(G) = (1/NY) \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.7)$$

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

Dependendo do estudo que se deseja realizar, a função teste $G(y_k)$ é definida diferentemente para cada índice que se deseja calcular [M94, P96].

Portanto, o valor esperado do custo de perda de carga LOLC pode ser calculado considerando a seguinte função teste $G(y_k)$:

$$G(y_k) = \begin{cases} 0 \rightarrow y_k \text{ é sucesso} \\ K/D \rightarrow y_k \text{ é falha} \end{cases} \quad (2.8)$$

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 (2.8), pode-se reescrever a expressão para calcular o valor do LOLC [M94], assim:

$$LOLC = E \left[\sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j = \sum_{j \in I} (p_j / D_j) K_j \quad (2.9)$$

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 (2.1)-(2.3), o custo total de interrupção para um período dado de análise T , $LOLC_T$, segundo a metodologia proposta em [P96] e usada neste trabalho é avaliado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} LOLC_T &= \sum_{i=1}^N K_i = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in S_i} ES_j \times UC(D_j) \\ &= \sum_{i=1}^N \sum_{j \in S_i} PS_j \times D_j \times UC(D_j) \end{aligned} \quad (2.10)$$

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 sendo calculado pela seguinte expressão:

$$LOLCI = \frac{1}{N} \times LOLC_T \quad (2.11)$$

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

$$LOLC = \frac{8760}{T} \times LOLC_T \quad (2.12)$$

A expressão (2.12) 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, ao passo que, 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 na referência [P96], 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 [P96].

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 [BG90].

A estimativa 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 à qualidade de suprimento obtidas com outros índices.

2.3.5.2 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 [MLPMS95] 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 possível 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. Cada classe de consumidores 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 [BA88].

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 fosse possível, as cargas residenciais serão sempre as primeiras a ser 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 (2.12) 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, segundo o explicado nos parágrafos anteriores, os benefícios de se ter índices de confiabilidade para avaliar o déficit de geração por barra e para o sistema são enormes.

2.4 INVESTIMENTOS

De maneira geral os investimentos representam o capital empregado ou utilizado durante todo o processo de estudo, viabilidade e construção ou ampliação de uma determinada usina [BO88, B89].

Existem diferentes esquemas utilizados para a análise de investimentos que dependem das diversas tecnologias usadas e das diferentes escalas de engenharia em que pode ser dividido um projeto para seu total desenvolvimento.

Com relação a esta forma de avaliação, freqüentemente são usadas três classes de metodologias, as quais permitem quantificar as análises técnicas e econômicas para cada uma das possíveis alternativas dos projetos de expansão de forma a selecionar o esquema ótimo [S77, PLY85, WM94, ERP95, GNCP95].

- Metodologia de avaliação estática,
- Metodologia de avaliação dinâmica,
- Metodologia de avaliação estocástica.

Se o tempo não é considerado no valor do capital, a avaliação econômica dos efeitos de investimento num projeto de engenharia é chamada estática. A metodologia estática é simples e direta, mas sua dificuldade está na não consideração das mudanças nos ganhos e custos durante o tempo de serviço do projeto de engenharia e especialmente o efeito do tempo no dinheiro.

Esta metodologia em geral, só é usada na fase inicial de alguns projetos, mas para estudos de planejamento de sistemas de potência que corresponde a um projeto de engenharia com um longo período de tempo envolvendo diferentes serviços de muitos subprojetos, usinas térmicas, usinas hidroelétricas, linhas de transmissão, etc.,

o fluxo de custos durante o planejamento é complicado e a metodologia estática, portanto, não é utilizada.

Na atualidade os modelos de planejamento de expansão de geração, utilizados em muitos países do mundo, usam a metodologia de avaliação dinâmica, a qual leva em conta tanto as leis da economia e suas variações como os efeitos do tempo no capital. Esta metodologia produz resultados mais exatos com relação às variações da economia num determinado cenário.

A metodologia de avaliação estocástica faz uma análise econômica que leva em conta as incertezas e as inexatidões que afetam um determinado projeto [MHW91, WM94, ERP95, GNCP95].

Para um projeto de planejamento de sistemas de potência, as incertezas aumentam com os erros nos modelos de predição de carga, a variação das fontes primárias de energia utilizadas, os preços e a disponibilidade dos combustíveis, o valor dos equipamentos, e as regulamentações para proteger o meio ambiente.

Para a aplicação da metodologia estocástica é necessário contar com suficiente informação e abundante experiência, além de precisar de uma análise detalhada dos dados utilizados. Portanto, este tipo de análise não é aplicado aos projetos de engenharia em geral, a menos que se tenha uma especial necessidade de fazê-lo.

Uma característica importante dos investimentos em energia elétrica é sua lenta maturação. A aplicação de capital, em especial no componente de geração, é feita vários anos antes do seu retorno, isto é, da receita proveniente da venda de energia. Uma usina hidroelétrica leva tipicamente de 5 a 8 anos para ser construída, exigindo ainda investimentos antecipados, antes do início da construção, em estudos tais como inventário de viabilidade do projeto, projeto básico e projeto executivo da usina.

Estes fatores levam a custos financeiros adicionais, juros do capital ainda não remunerado, denominados juros durante a construção que, dependendo do porte da usina, podem variar de 15 a 45% do custo total. Os juros durante a construção representam o custo de oportunidade do capital correspondente ao investimento, e é função do cronograma de desembolsos anuais da usina [S77, FNAP90, WM94].

Nos últimos anos, os custos de construção têm aumentado consideravelmente e a tendência é continuar aumentado por causa da inflação e o incremento da demanda de melhorar a segurança das usinas e a proteção do meio ambiente. Em contrapartida ao alto custo e à antecipação de investimentos, as obras de geração têm uma vida útil econômica longa, atingindo 50 anos para usinas hidroelétricas e cerca de 30 anos para as usinas termoelétricas. Isto significa que o capital empregado pode ser recuperado durante um período amplo.

Na determinação total dos investimentos de um projeto é preciso ter em conta as seguintes parcelas: Custo total do investimento na usina, inclusive os juros durante a construção, a taxa anual de desconto e a vida útil da usina, variáveis estas que permitem calcular o fator de recuperação de capital CRF (*capital recovery factor*) o qual é muito importante na análise econômica [BA88, BO88, WB93, WM94].

No presente trabalho a metodologia aplicada para avaliação dos custos de investimento, está baseada nos modelos de avaliação dinâmica donde o valor do capital está intimamente relacionado com o tempo.

O modelo escolhido toma em conta o *Valor Equivalente Anual*, calculado a partir do valor presente da inversão feita para cada alternativa de expansão escolhida, considerando a taxa de atualização do capital e a vida econômica útil do empreendimento [BA88, WB93, WM94].

2.4.1 Momento da Adição de Novas Unidades

Um fator muito importante na análise de custos e alternativas de expansão de geração é o momento certo da adição de novas unidades ou entrada de novos projetos. Portanto, para o cálculo do equivalente anual é muito importante a definição do momento da adição ou entrada de novas unidades ao sistema com o propósito de calcular os investimentos associados aos novos esquemas de expansão [S77].

O efeito da adição de novas unidades sobre os custos de produção do sistema, é um fator que poderia refletir para um determinado plano de expansão. Isto pode não ser óbvio, mas deve-se ter em conta que a adição de uma nova unidade pode mudar drasticamente o programa de despacho e a operação das unidades existentes e, como resultado, seus custos de produção mudarão totalmente.

Portanto, é importante ter em conta que quando se faz uma avaliação detalhada dos custos de produção do sistema, uma parte fundamental, é a determinação do momento justo da inclusão de novas unidades ou usinas ao sistema, sendo este um dos fatores fortemente predominantes na seleção e determinação de alternativas do plano de expansão.

2.5 CONCLUSÕES

Para a avaliação dos custos associados a um plano de expansão em particular, é essencial que as parcelas correspondentes aos custos de produção, os custos de interrupção e os investimentos sejam exatamente determinados. O momento de adição de novas unidades e seu efeito sobre os custos de produção, é um fator que deve ser considerado no cálculo dos custos totais de cada alternativa de expansão.

O planejamento pelo custo mínimo (*least cost planning*), procura minimizar o custo total conformado pelo somatório dos custos de investimento, o valor esperado dos custos de produção e os custos de interrupção (valor da confiabilidade). Esta metodologia pode garantir a escolha do plano economicamente mais atrativo para o investimento por parte de uma empresa de energia. Um parâmetro básico para o cálculo do plano de custo mínimo é o custo unitário de interrupção de cada classe consumidora.

O planejamento de geração, usando modelos probabilísticos ou modelos baseados na curva de duração de carga LDC, tem uma desvantagem fundamental, é que a cronologia da carga não é levada em conta, é perdida, quando a curva de duração ou a probabilidade da carga é formada. Portanto, é impossível simular esses aspectos na avaliação dos custos de produção sendo, ainda mais difícil considerar os cortes de carga e seus custos de interrupção associados, os quais são de natureza cronológica e, portanto, dependentes do tempo.

O planejamento de geração, usando modelos estocásticos, está baseado em algoritmos de simulação cronológica que fazem a amostragem das variáveis de interesse em forma seqüencial e durante períodos de tempo claramente definidos, o que permite capturar os aspectos aleatórios resultantes, tanto das flutuações de carga como da disponibilidade das unidades de geração. Esta metodologia leva em

conta as considerações dependentes do tempo (cortes de carga), usando para isto as técnicas da Simulação de Monte Carlo MCS. Uma outra vantagem desta metodologia é que permite gerar as funções de distribuição correspondentes a cada variável de interesse e determinar, com exatidão, os custos de produção e os custos de interrupção, além dos índices de confiabilidade associados ao sistema.

A fim de fazer o processo de planejamento de geração mais real e, conseqüentemente, mais convincente para os diretores e gerentes das empresas de energia, a metodologia proposta neste trabalho permite definir previamente como dados de entrada o valor do índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não atingir este valor, expresso como uma probabilidade ou porcentagem, podendo portanto usar estes parâmetros para a comparação econômica e a seleção de alternativas no planejamento da expansão de sistemas de geração.

O Capítulo III seguinte, apresentará os resultados de simulação obtidos usando modelos estocásticos e os aspectos concernentes à metodologia proposta para o cálculo dos custos e índices do sistema.

CAPÍTULO III

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS:

RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Com o propósito de aplicar a metodologia exposta no Capítulo anterior e discutir a avaliação e a interpretação dos resultados dos índices de confiabilidade e dos custos obtidos, será mostrada a utilização do algoritmo proposto, analisando-se o sistema teste do IEEE (IEEE - Reliability Test System).

Dentro deste conjunto de resultados, ressalta-se a aplicação da metodologia no processo da determinação das funções de distribuição para os custos de interrupção, produção e custos totais. A diferença básica será que, em vez de se utilizar valores esperados como limites (e.g. LOLE ou EENS), as distribuições completas serão consideradas.

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 ao sistema teste considerado.

Os tempos do processo computacional para achar os valores dos índices de confiabilidade e custos, dependem de um critério de convergência geral para estes parâmetros. O programa computacional termina o processo de cálculo, quando este critério é satisfeito para o índice LOLC ou para os custos de produção, dependendo da opção escolhida. O coeficiente de variação β , em porcentagem, representa uma medida da incerteza devido ao processo de amostragem [M94, P96, LPMM97].

Todos os resultados encontrados estão medidos em valores médios anuais, considerando o ano de 364 dias ou 8736 horas para o sistema IEEE - RTS. Os dados

da carga do sistema são representados hora a hora, para um período de 52 semanas.

3.2 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 de análise 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 instalada de 3405 MW. Seus dados de capacidade e parâmetros necessários para os cálculos dos índices de confiabilidade e custos do sistema estão registrados no Apêndice A. Este sistema de geração é considerado como o *sistema base*.

As funções de custo unitário de interrupção UC utilizadas nas simulações, com o sistema IEEE - RTS, foram iguais àsquelas obtidas na pesquisa realizada pela Ontario Hydro, conforme apresentada na Figura 3.1 para facilitar a análise dos estudos

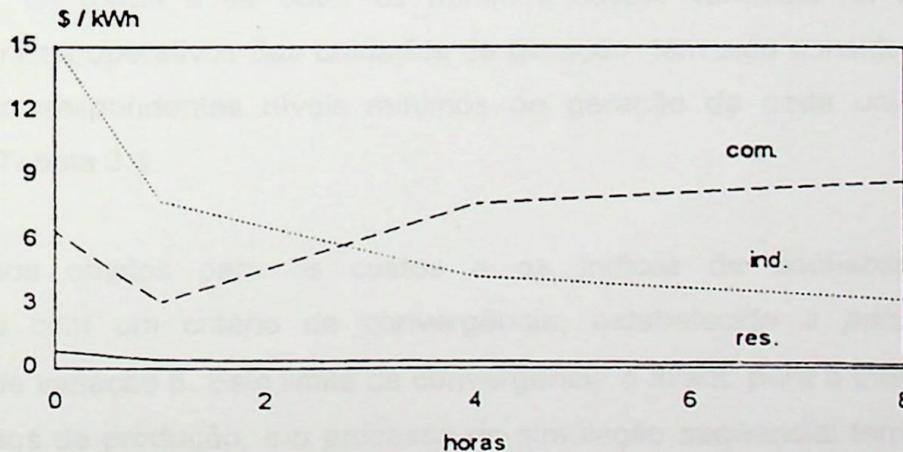


Figura 3.1 - Custo Unitário de Interrupção - Ontario Hydro

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 distribuída pelas 18 barras de carga nas quais diferentes classes de consumidor são

representadas [P96]. Todos estes dados estão mostrados no Apêndice A. O valor do pico anual é considerado como o *pico base de carga*.

3.3 CASOS ANALISADOS

Para ilustrar a metodologia proposta neste trabalho serão analisados dois casos com o sistema IEEE - RTS : O *primeiro caso* corresponde ao sistema básico onde as limitações de energia para as unidades hidráulicas não são consideradas; no *segundo caso* aquelas limitações de energia, por déficit das afluições nos reservatórios, são modeladas.

As unidades de geração têm sido classificadas em nove (9) grupos de acordo com suas características térmicas ou hidráulicas. Estas características envolvem, por exemplo as curvas *HR* para as unidades térmicas e os pagamentos associados ao valor da água para as unidades hidráulicas.

A Tabela 3.1 mostra a ordem de prioridade ou *ordem de mérito* em que as unidades de geração devem ser comissionadas de acordo com seu custo médio de combustível, de forma a se obter os mínimos custos variáveis no sistema. Os mínimos técnicos operativos das unidades de geração têm sido considerados e são iguais aos correspondentes níveis mínimos de geração de cada unidade, como aparece na Tabela 3.1.

Os resultados obtidos para os custos e os índices de confiabilidade estão relacionados com um critério de convergência, estabelecido *a priori*, chamado coeficiente de variação β . Este limite de convergência é fixado para o índice LOLC ou para os custos de produção, e o processo de simulação seqüencial termina quando se atinge este objetivo. Foi tomado como parâmetro de convergência o índice LOLC e o valor aceitável foi estabelecido em 5 %.

3.3.1 Caso Sem Limitações Energéticas

Os *valores médios* encontrados para os custos e os índices de confiabilidade do sistema básico do IEEE, são registrados nas Tabelas 3.2 e 3.3. A Tabela 3.2 apresenta os valores médios tanto dos custos de produção das unidades de geração,

como dos custos de interrupção para o sistema e o valor médio de produção de energia.

Tabela 3.1

Custos de Combustíveis das Unidades de Geração e Ordem de Mérito
Sistema Básico IEEE - RTS

Capacidade Nominal [MW]	Número de Unidades	Grupo	Saída [MW]	Custo de Combustível [\$/MWh]	Ordem de Mérito
50	6	3	50.0	0.0	1
400	2	9	100.0	7.530	2
			200.0	6.495	
			300.0	6.102	
			400.0	6.000	
350	1	8	140.0	12.24	3
			227.0	11.52	
			280.0	11.40	
			350.0	11.40	
155	4	6	54.25	13.44	4
			93.00	12.12	
			124.0	11.76	
			155.0	11.64	
76	4	4	15.2	18.72	5
			38.0	15.48	
			60.8	14.28	
			76.0	14.40	
197	3	7	68.95	24.725	6
			118.2	22.655	
			157.6	22.632	
			197.0	22.080	
100	3	5	25.0	29.90	7
			55.0	24.38	
			80.0	23.23	
			100.0	23.00	
12	5	1	2.4	35.88	8
			6.0	29.67	
			9.6	27.37	
			12.0	27.60	
20	4	2	16.0	45.00	9
			20.0	43.50	

Os resultados da Tabela 3.3 representam os valores dos índices de confiabilidade do sistema de geração global e 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 B.

A função de custos totais é uma função real, produto da soma das variáveis aleatórias custos de produção e custos de interrupção. Portanto, o valor desta nova variável aleatória definida assim, dependerá do valor das variáveis que a compõem.

A função de distribuição dos custos totais pode ser obtida, integrando-se ou somando-se a função de densidade de probabilidade conjunta dos custos de produção e os custos de interrupção, sobre a região de valores destes custos, para os quais, a função custos totais é menor ou igual a um determinado valor de probabilidade.

De um modo geral, a expectância da variável aleatória custos totais torna-se conhecida e seu valor pode ser calculado diretamente, a partir da sua definição e aplicando-se este conceito ao caso de uma função que é a soma de duas variáveis aleatórias.

Desta forma, o cálculo da variância da variável aleatória custos totais também pode ser determinada conhecendo as expectâncias e as variâncias das variáveis aleatórias que a compõem. Neste caso, obtém-se também a covariância entre os custos de produção e os custos de interrupção, mostrando a medida de correlação do processo.

A Tabela 3.3 apresenta dois resultados para o índice de duração média de corte de carga LOLD: um valor aproximado descrito por $LOLD_{\sim}$, e um valor real representado por LOLD. O índice $LOLD_{\sim}$ é calculado a partir da relação entre o valor do índice LOLP e o valor do índice LOLF estimados ano a ano. Este valor representa a duração de perda de carga anual, calculando-se uma média destes valores anuais ao final do período de estudo [P96].

O índice 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 [P96].

Tabela 3.2

Custos médios e Energia média Sistema Básico IEEE - RTS
(Caso sem limitações de energia)

PERÍODO DE ESTUDO = 6635 (ANOS)

CUSTOS	VALOR (US\$/Ano)
1) CUSTOS DE COMBUSTÍVEL	0.119157E+09
2) CUSTOS DE OPERAÇÃO	0.688743E+07
3) CUSTOS FIXOS	0.190840E+08
4) CUSTOS DE PRODUÇÃO (1+2+3)	0.145129E+09
5) CUSTOS DE INTERRUPÇÃO LOLC	356861
6) CUSTOS DE INVESTIMENTO	0.0
CUSTO TOTAL (4+5+6)	0.145485E+09

ENERGIA	VALOR (MWh/Ano)
ENERGIA SUPRIDA	0.152959E+08

Tabela 3.3

Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico IEEE - RTS

PERÍODO DE ESTUDO = 6635 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. β (%)
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, é mostrado na Tabela 3.4, onde estão registrados os valores por barra e para o sistema global que correspondem aos valores médios anuais. Os valores por barra destes índices para o sistema básico IEEE-RTS são apresentados no Apêndice B.

Tabela 3.4
Índices LOLC por Barra IEEE-RTS

BARRA	LOLC (US \$ x 10 ⁶)	COEF. DE VAR. β (%)
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 3.5 mostra a participação das classes de consumidores neste custo de perda de carga LOLC, registrando o valor em (US \$ x 10⁶/ano) para cada setor de usuários e seu correspondente percentual do valor do LOLC.

Estes mesmos valores estão representados graficamente nas Figuras 3.2 e 3.3 com o propósito de se ter uma melhor interpretação dos resultados do índice LOLC.

Tabela 3.5

LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS

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

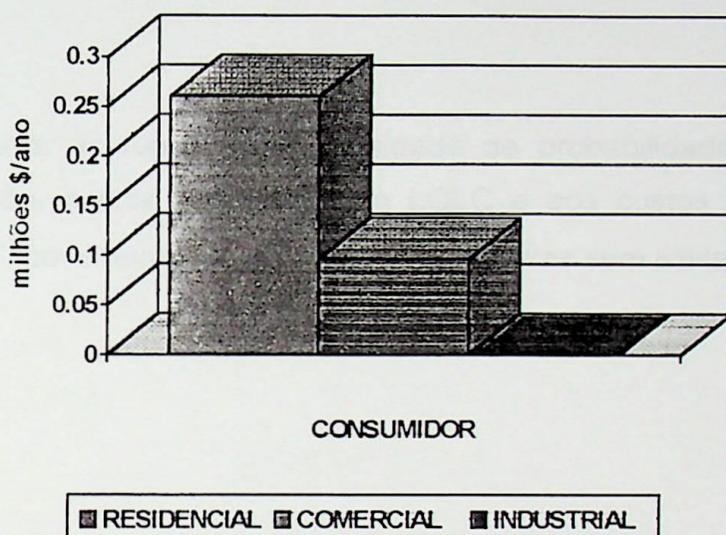


Figura 3.2 - LOLC por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)

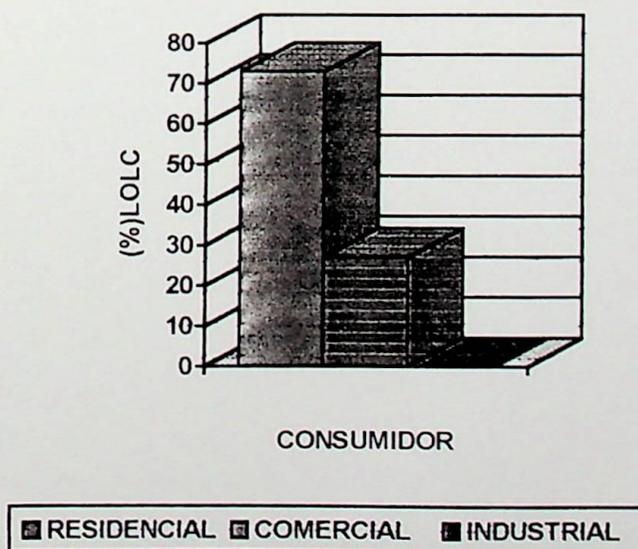


Figura 3.3 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)



O algoritmo desenvolvido neste trabalho determina a função de densidade de probabilidade associada para qualquer um dos índices. Esta metodologia é importante especialmente quando se faz comparação de diversas alternativas, pois, para um valor pre-determinado 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.

A Figura 3.4 mostra as funções de densidade de probabilidade associadas aos custos de produção, custos de interrupção LOLC e aos custos totais do sistema básico IEEE - RTS, considerando as unidades hidráulicas sem limitações energéticas.

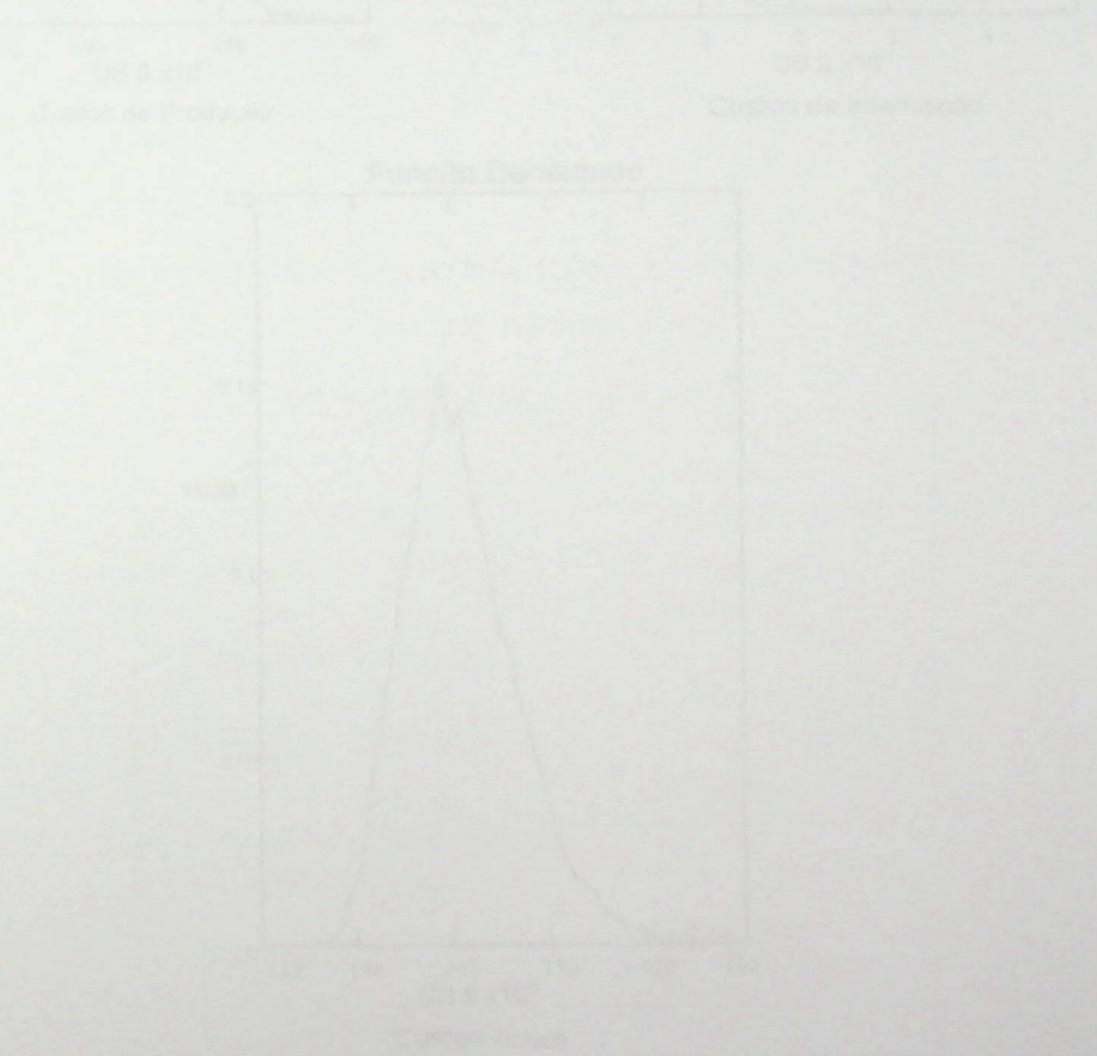


Figura 3.4 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos de Produção, Custos de Interrupção LOLC e Custos Totais do Sistema Básico IEEE - RTS, considerando as unidades hidráulicas sem limitações energéticas.

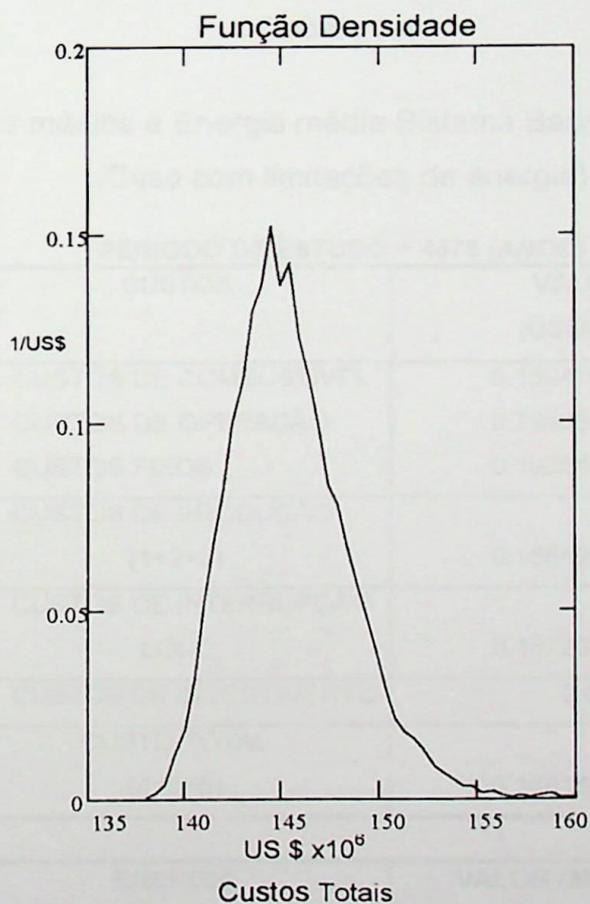
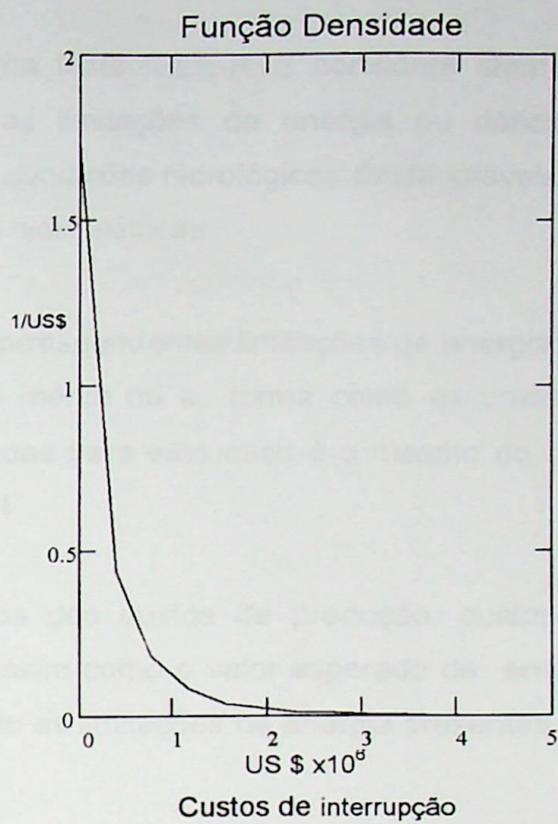
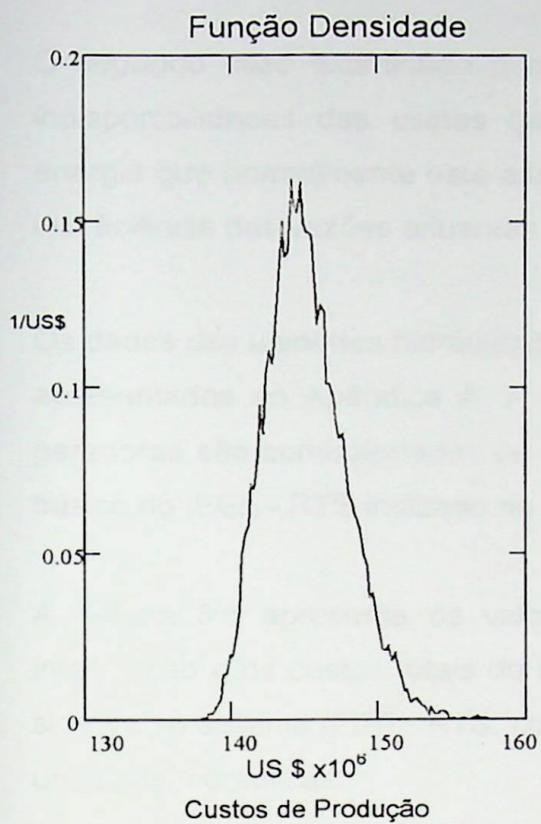


Figura 3.4 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema Básico IEEE-RTS (sem limitações energéticas).

3.3.2 Caso Com Limitações Energéticas

O *segundo caso* examinado para o sistema teste IEEE-RTS considera além das indisponibilidades das usinas geradoras, as limitações de energia ou déficit de energia que normalmente está associado a condições hidrológicas desfavoráveis e à insuficiência das vazões afluentes às usinas hidroelétricas.

Os dados das unidades hidráulicas e suas correspondentes limitações de energia são apresentados no Apêndice A. A *ordem de mérito* ou a forma como as unidades geradoras são comissionadas ou despachadas para este caso é o mesmo do caso básico do IEEE - RTS indicado na Tabela 3.1

A Tabela 3.6 apresenta os valores médios dos custos de produção, custos de interrupção e os custos totais do sistema, assim como o valor esperado de energia suprida ao sistema IEEE - RTS, considerando as limitações de energia presentes nas unidades hidráulicas.

Tabela 3.6

Custos médios e Energia média Sistema Básico IEEE - RTS
(Caso com limitações de energia)

PERÍODO DE ESTUDO = 4878 (ANOS)

CUSTOS	VALOR (US\$/Ano)
1) CUSTOS DE COMBUSTÍVEL	0.139416E+09
2) CUSTOS DE OPERAÇÃO	0.799038E+07
3) CUSTOS FIXOS	0.190840E+08
4) CUSTOS DE PRODUÇÃO (1+2+3)	0.166490E+09
5) CUSTOS DE INTERRUPTÃO LOLC	0.167231E+07
6) CUSTOS DE INVESTIMENTO	0.0
CUSTO TOTAL (4+5+6)	0.168162E+09

ENERGIA	VALOR (MWh/Ano)
ENERGIA SUPRIDA	0.152926E+08

A Tabela 3.7 apresenta os índices de confiabilidade obtidos para o sistema IEEE - RTS, considerando as limitações de energia nas unidades hidráulicas.

Tabela 3.7

Índices de Confiabilidade para o Sistema Básico IEEE - RTS
(Caso com limitações de energia)

PERÍODO DE ESTUDO = 4878 (ANOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. β (%)
LOLP	0.357013E-02	1.555520
LOLE	1.299534 (d/A) 31.188818 (h/A)	1.555509
LOLF	0.605638E+01 (Oc/A) 0.166384E-01 (Oc/D) 0.693266E-03 (Oc/H)	1.218469
LOLD~	0.476633E-03 (Anos) 0.173494 (Dias) 4.163863 (Horas)	0.893483
LOLD	0.589483E-03 (Anos) 0.214572 (Dias) 5.149726 (Horas)	0.687410
EPNS	0.508169E+00 (MW)	2.226161
EENS	4439.365729 (MWh)	2.226156

Os resultados obtidos para o índice LOLC ou custo de perda de carga para o caso com limitações de energia nas unidades hidráulicas são mostrados na Tabela 3.8 onde estão registrados os valores por barra e para o sistema global que correspondem aos valores médios anuais.

Os valores obtidos por barra para os outros índices (i.e. LOLP, LOLE, etc.) são apresentados no Apêndice B.

Tabela 3.8

Índice LOLC por Barra (IEEE-RTS)
(Caso com limitações de energia)

BARRA	LOLC (US \$ x 10 ⁶)	COEF. DE VAR. β (%)
1	0.204073	6.172
2	0.009501	4.280
3	0.163605	3.525
4	0.013386	2.724
5	0.004673	14.614
6	0.045915	4.208
7	0.114264	3.525
8	0.250184	1.559
9	0.065818	8.658
10	0.015856	7.482
13	0.059267	9.757
14	0.018873	10.369
13	0.401091	6.836
16	0.044346	9.675
18	0.206442	4.870
19	0.014924	7.482
20	0.040092	7.235
SISTEMA	1.672309	5.000

A Tabela 3.9 mostra a participação das classes de consumidores no custo de perda de carga LOLC, registrando o valor em (US \$ x 10⁶/ano) para cada setor de usuários e seu correspondente percentual do valor do LOLC. Estes mesmos valores estão representados graficamente nas Figuras 3.5 e 3.6 com o propósito de dar uma melhor interpretação dos resultados do índice LOLC.

A Figura 3.7 mostra as funções de densidade de probabilidade associadas aos custos de produção, custos de interrupção LOLC e aos custos totais do sistema IEEE - RTS, considerando as unidades hidráulicas com limitações energéticas.

Tabela 3.9

LOLC por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)

(Caso com limitações de energia)

SETOR	LOLC (US \$ x 10 ⁶)	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	0.874983	52.322
COMERCIAL	0.792491	47.389
INDUSTRIAL	0.004837	0.289

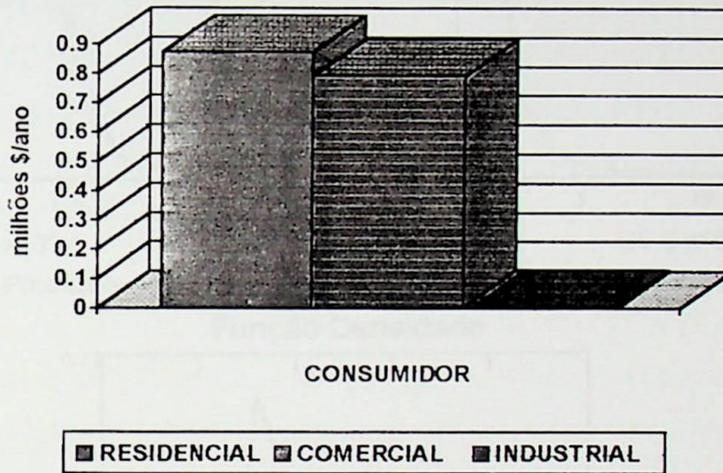


Figura 3.5 - LOLC por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)

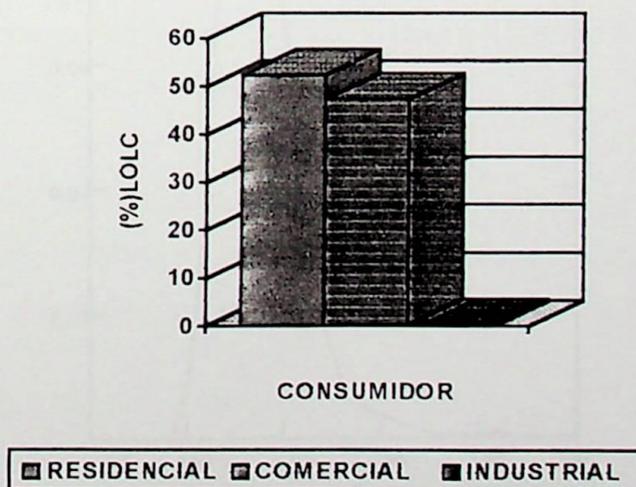


Figura 3.6 - Participação do LOLC (%) por Classe de Consumidor (IEEE-RTS)

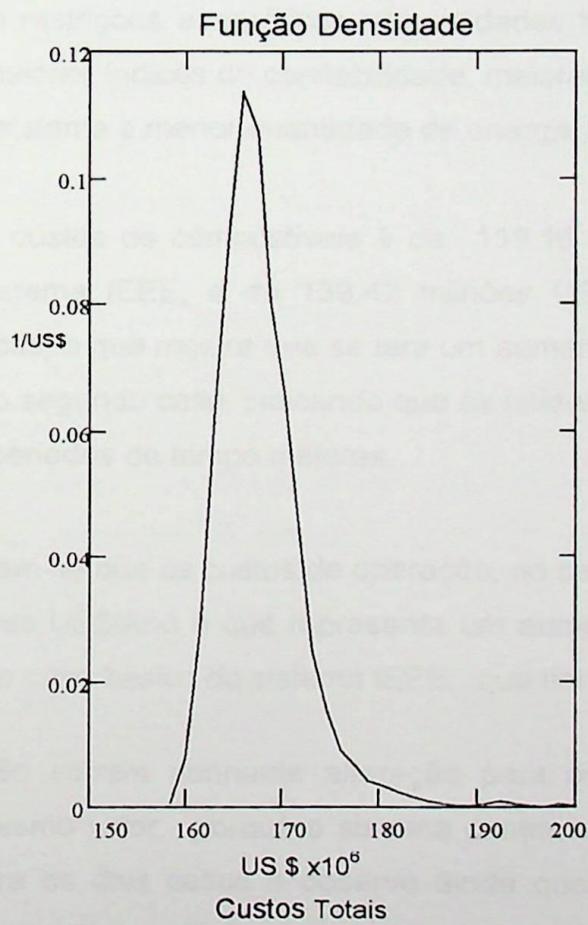
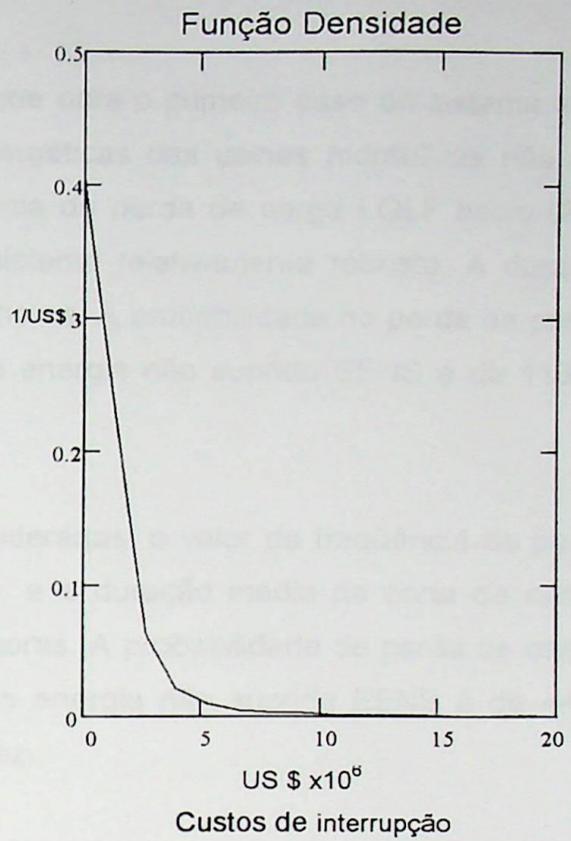
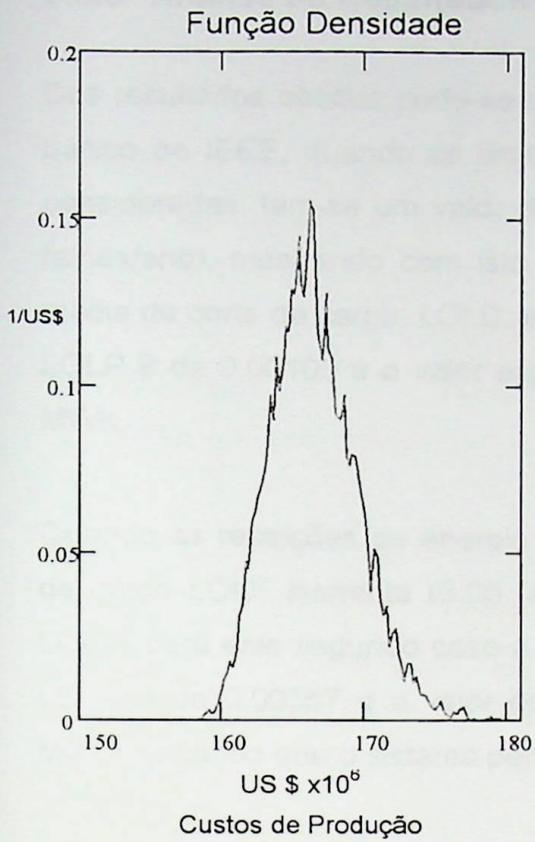


Figura 3.7 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema IEEE-RTS (com limitações energéticas).

3.3.3 Análise de Resultados

Dos resultados obtidos pode-se observar que para o primeiro caso do sistema teste básico do IEEE, quando as limitações energéticas das usinas hidráulicas não são consideradas, tem-se um valor de frequência de perda de carga LOLF baixo (2.04 falhas/ano), mostrando com isto ser um sistema relativamente robusto. A duração média de corte de carga, LOLD, é de 4.67 horas. A probabilidade de perda de carga, LOLP é de 0.00109 e o valor esperado de energia não suprida EENS é de 1195.2 MWh.

Quando as restrições de energia são consideradas, o valor da frequência de perda de carga LOLF aumenta (6.06 falhas/ano), e a duração média de corte de carga, LOLD, para este segundo caso é de 5.15 horas. A probabilidade de perda de carga, LOLP é de 0.00357 e o valor esperado de energia não suprida EENS é de 4439 Mwh, indicando que o sistema perde robustez.

A modelagem com restrições energéticas nas unidades hidráulicas, no sistema do IEEE resulta em maiores índices de confiabilidade, maiores custos de produção e de interrupção para o sistema e menor quantidade de energia fornecida.

O valor médio dos custos de combustíveis é de 119.16 milhões US\$/Ano para o caso básico do sistema IEEE, e de 139.42 milhões US\$/Ano para o caso com limitações energéticas, o que mostra que se tem um aumento de 17% nos custos de combustíveis para o segundo caso, indicando que as unidades mais caras do sistema operaram durante períodos de tempo maiores.

Da mesma forma, tem-se que os custos de operação, no segundo caso resultam num valor de 7.99 milhões US\$/Ano o que representa um aumento de aproximadamente 16% com relação ao caso básico do sistema IEEE, que tinha 6.8 milhões US\$/Ano.

Os custos fixos não sofrem nenhuma alteração para os dois casos analisados, mantendo-se no mesmo valor, porque o sistema continua operando com o mesmo parque gerador para os dois casos e observe ainda que, não se tem adição de novas unidades no sistema. É importante lembrar que o *componente fixo*, é principalmente determinado pelo tipo e tamanho das unidades e considera juros,

impostos, depreciação, seguros e qualquer outro gasto baseado na magnitude dos investimentos e não no grau de uso que os equipamentos têm durante o ano.

O valor médio esperado do custo de perda de carga LOLC (*custo de interrupção*) para o sistema básico IEEE - RTS é de 356.86 mil US\$/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 um coeficiente de convergência β de 5% de precisão, estabelecido a priori para o LOLC, foram necessários simular 6635 anos.

Para o caso onde se levam em conta as restrições energéticas das unidades hidráulicas, o custo de interrupção do sistema IEEE - RTS foi de 1.67 milhões US\$/Ano, que indica um aumento de 468.62% com relação ao caso básico, devido aos maiores blocos de energia cortados e aos períodos de duração maiores, como se pode observar na Tabela 3.7 e no Apêndice B, ou nas Figuras 3.5 e 3.6.

Para alcançar um coeficiente de convergência β de 5% de precisão para o LOLC, foram necessários 4878 anos. Este fato indica que, à medida que o número de falhas no sistema aumenta, precisa-se de um número menor de anos para atingir o coeficiente de convergência β especificado.

O valor do índice EENS para o sistema básico IEEE - RTS é baixo e os prejuízos aos consumidores serão mínimos. Os cortes de energia são realizados só nas classes residencial e comercial. Portanto, do valor total de corte de energia 1195.19 MWh, o corte realizado na classe residencial é de 1181.88 MWh (98.886%) e o corte realizado na classe comercial é somente de 13.31 MWh (1.114%), na classe industrial o corte é (0.0%).

Para o caso com restrições energéticas, os prejuízos aos consumidores aumentam e os cortes de energia atingem as classes residencial, comercial e industrial. O valor total de corte de energia corresponde a 4439.36 MWh, onde o corte da classe residencial corresponde a 4336.41 MWh (97.681%), o corte realizado na classe comercial é de 102.03 MWh (2.298%) e o corte na classe industrial é somente de 0.915454 MWh (0.021%).

No sistema básico IEEE - RTS, quanto a 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\$ 260.6 mil), pois é o setor que mais suporta cortes de carga. Segundo o montante de corte de energia do sistema, 98.9% pertencem ao setor residencial. No caso do sistema com restrições de energia o setor de maior contribuição é também o setor residencial com 52.322% (US\$ 875 mil), o setor comercial com 47.389% (US\$ 792.5 mil) e o setor industrial com 0.289% (US\$ 4.8 mil).

Este comportamento deve-se 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, tanto para o caso básico como para o caso com restrições de energia, são as barras 8 e 15 com valores de 78.4 mil dólares e 70.3 mil dólares para o caso base e 250.2 mil dólares e 401.1 dólares respectivamente para o caso com restrições energéticas.

Para o caso base, o maior custo se apresenta na 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 94.91 MW 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.

No caso com restrições energéticas, o maior valor se apresenta na barra 15 com uma participação no custo de perda de carga de 24.0%. Esta barra apresenta a maior quantidade de carga comercial 94.91 MW do sistema e só 31.64 MW de carga

residencial. Continuando, na ordem de importância, está a barra 8 com uma participação no custo de perda de carga de 15.0%. Nesta barra está concentrada a maior quantidade da carga residencial do sistema (85 MW) e esta barra não tem carga comercial. Por último temos a barra 18 com uma participação no custo de perda de carga de 12.34%. Nesta barra está concentrada a maior quantidade da carga industrial.

As Figuras 3.4 e 3.7 mostram as funções de densidade de probabilidade associadas à variável aleatória LOLC (*custos de interrupção*) para o sistema básico e para o sistema com restrições de energia do IEEE - RTS. Para propósitos de comparação, se supõe o valor médio de custo de perda de carga (LOLC^a) para o sistema, em *três milhões de dólares por ano (valor estabelecido a priori)*. A probabilidade de se violar tal valor será de :

$$\text{Prob}\{\text{LOLC} \geq \text{LOLC}^a\} = 0.0152223$$

Portanto, existe um risco de 1.52223 % de que o custo anual de perda de carga seja maior do que três milhões de dólares, considerando a configuração básica da IEEE - RTS e os custos unitários da Ontario Hydro. A energia média suprida para este caso é de 15295.9 GWh e a tarifa média de energia por custos de produção é 9.48 US\$/MWh, e por custos de interrupção é 0.023 US\$/MWh.

Para o sistema da IEEE - RTS com restrições de energia, se considero a *priori* também para propósitos de comparação, um valor médio de custo de perda de carga (LOLC^a) de *três milhões de dólares por ano*. A probabilidade de se violar tal valor será de :

$$\text{Prob}\{\text{LOLC} \geq \text{LOLC}^a\} = 0.0916359$$

Portanto, existe um risco de 9.16359 % de que o custo anual de perda de carga seja maior do que três milhões de dólares. A energia média suprida para este caso é de 15292.6 GWh e a tarifa média de energia por custos de produção é 10.88 US\$/MWh e por custos de interrupção é 0.109 US\$/MWh

O processo de tomada de decisão para os planejadores pode ser aperfeiçoado com a obtenção das *distribuições de probabilidade* correspondentes. Particularmente, a

distribuição do custo total é dependente da variação do custo de produção para sistemas com pouco número de interrupções ou LOLC muito pequeno e, para sistemas com uma alta porcentagem de falhas o custo total é dependente da variação do custo de interrupção, isto pode ser observado na próxima seção. Verifica-se também que a distribuição dos custos de interrupção é muito influenciada pela curva de carga horária. Estas características fornecem importantes informações para a decisão entre diferentes estratégias. Por exemplo, duas estratégias alternativas podem ter o mesmo impacto considerando apenas o índice LOLC. Entretanto, se um valor aceitável de custo de interrupção for especificado, a probabilidade de violação deste limite pode ser diferente. Uma outra vantagem é a possibilidade de comparação em bases estatísticas, de índices obtidos na operação e previstos.

Observando-se as Figuras 3.4 e 3.7, não é tão evidente saber qual é a tendência que a distribuição dos custos de produção segue. Uma tentativa pode ser considerar que os custos de produção são aproximadamente representados por uma distribuição normal. Outras possíveis tentativas de representação dos custos de produção, seria a distribuição Lognormal e a distribuição Weibull que permite levar em conta diferentes parâmetros de forma. Em quanto aos custos de interrupção é possível especular que a função de distribuição segue uma tendência à distribuição Gamma, e considerar diferentes parâmetros de forma. A função de distribuição custos totais é o resultado da soma das duas variáveis aleatórias que o compõem, custos de produção e custos de interrupção, e sua forma dependerá de que variável aleatória custos marca a tendência para cada caso particular em estudo.

3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Analisa-se o comportamento dos custos de produção, custos de perda de carga LOLC, e os custos totais do sistema, sob várias condições de operação, como variação das taxas de falha e reparo das unidades de geração e variação da carga. A condição de variação das taxas de falha e reparo pode-se apresentar por: entrada de novas unidades, pela execução de programas adequados de manutenção ou pelo processo de deterioração da vida útil das unidades.

Estas 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 por estas 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.

3.4.1 Variação de Carga

A Figura 3.8 apresenta os resultados encontrados para o comportamento dos custos de produção, custos de interrupção (LOLC) e os custos totais, variando-se a carga desde seu valor base do pico anual (2850 MW) 100% para o sistema IEEE - RTS até (4560 MW) 160 %. O sistema teste básico IEEE manteve sua configuração original durante todo o processo de análise.

Em geral, o custo total do sistema está composto pelo somatório de todos os custos incorridos pela concessionária para suprir o serviço de energia com um certo grau de confiabilidade a seus clientes. Da Figura 3.8 pode-se concluir que o custo de produção apresenta virtualmente um crescimento linear com o aumento da carga. Porém, o sistema de geração permaneça o mesmo, o aumento dos custos de produção é resultado da necessidade de operar unidades mais custosas durante maiores períodos de tempo a medida que o pico da carga aumenta. Portanto, isto significa que os custos variáveis ou custos de operação do sistema tendem a incrementar-se linearmente com o aumento da carga.

O custo total apresenta um comportamento não-linear devido às grandes variações que apresenta o custo de interrupção à medida que a carga aumenta. 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 e, 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 3.8, pode-se dizer que o custo total depende das variações do custo de produção para pequenos aumentos da carga, e à medida que a carga do sistema aumenta, os custos de interrupção têm um efeito relativamente grande sobre o custo total, e este passa a ser dependente completamente do custo de interrupção. Esta transição de dependência do custo total, é utilizada para trabalhar com o coeficiente de convergência β do custo de produção para pequenos aumentos de carga e, com o coeficiente β do LOLC, para grandes aumentos de carga. Esta característica tem uma grande vantagem para as técnicas de simulação, porque permite tomar como critério de convergência para sistemas robustos ou com poucas falhas o β do custo de produção e, para sistemas pouco robustos ou com muitas falhas o β de LOLC.

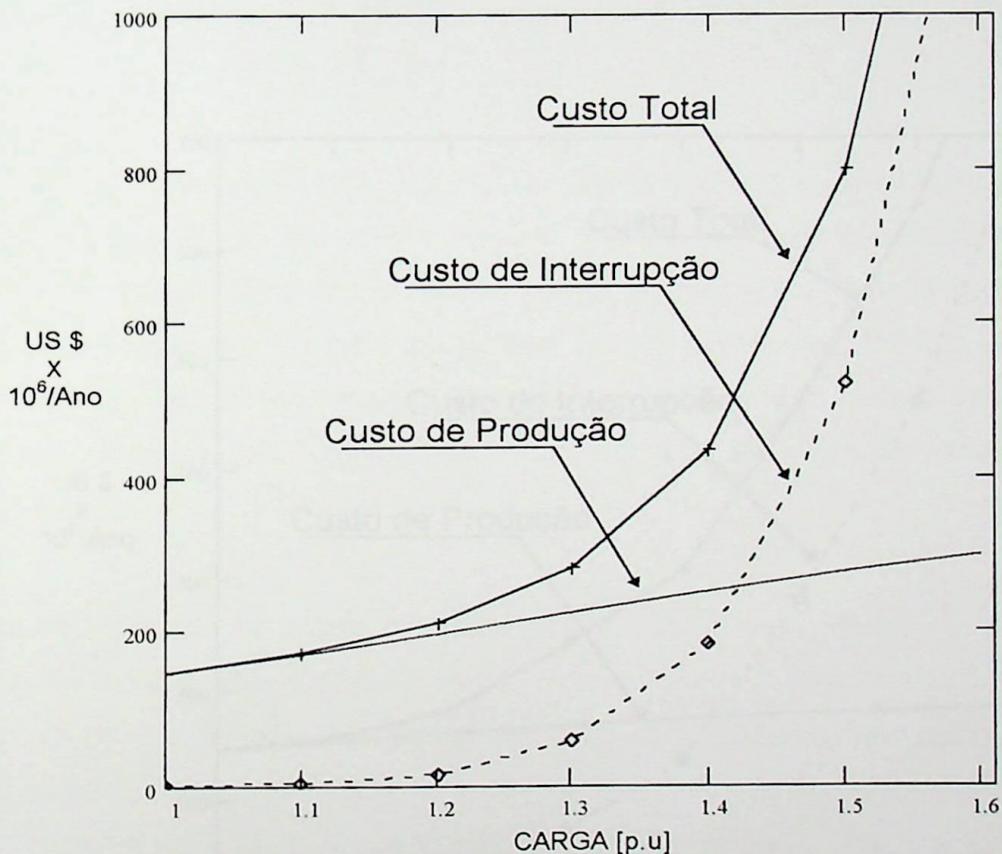


Figura 3.8 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE-RTS sob Variação de Carga

O sistema básico do IEEE - RTS, precisou de 6635 anos para atingir um índice β de 5%, especificado para o LOLC. Este fato indica que à medida que o número de

falhas no sistema diminui, se precisa de um número maior de anos para atingir o coeficiente de convergência β especificado.

Portanto, para obter um processo de simulação mais eficiente é importante ter em conta o índice especificado para convergência, considerando as características próprias de cada sistema em estudo.

3.4.2 Variação da Taxa de Falha (λ)

Para este caso, foi simulada a variação da taxa de falha (λ) mantendo constante a taxa de reparo (μ) de todas as unidades de geração do sistema teste básico IEEE - RTS. O pico de carga e a capacidade do sistema de geração têm os mesmos valores deste sistema básico.

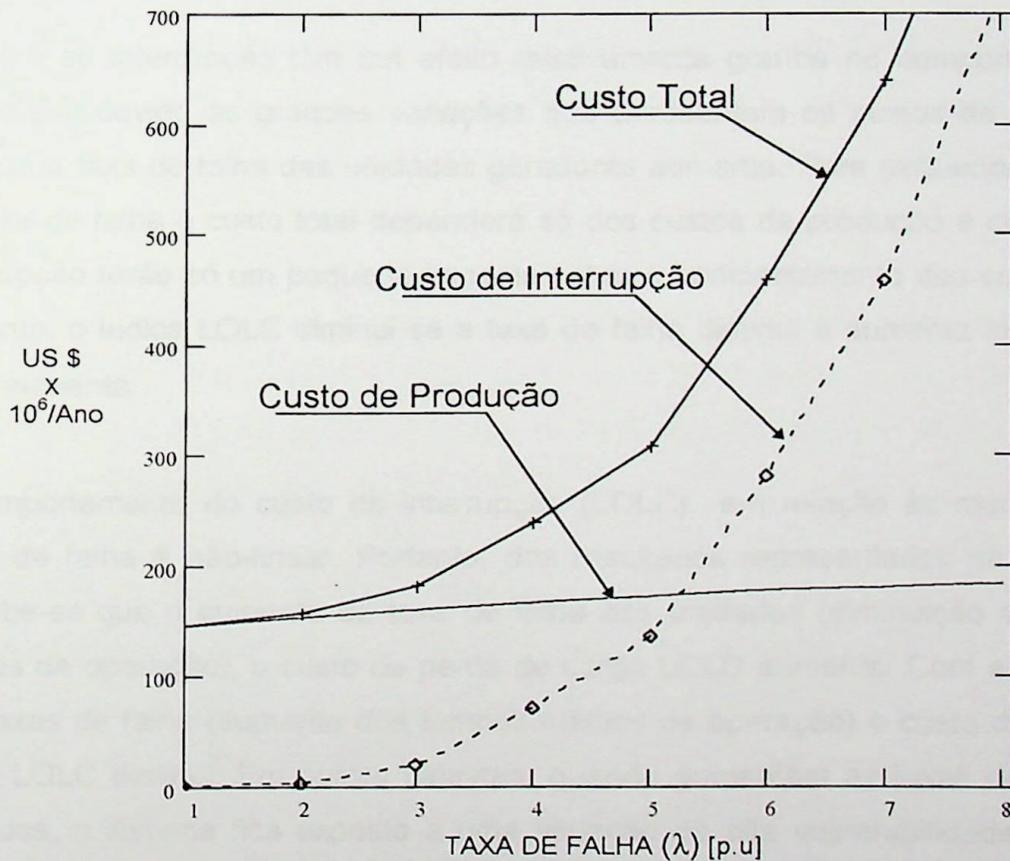


Figura 3.9 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE - RTS sob Variação da Taxa de Falha (λ)



Com esta análise pretende-se observar o comportamento dos custos de produção, custos de interrupção (LOLC) e os custos totais sob variação das taxas de falha do sistema de geração. A taxa de falha está associada à vida útil das unidades de geração. Portanto, estas características sofrem alterações, modificando totalmente 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.

Da Figura 3.9 pode-se concluir que o custo de produção apresenta um crescimento relativamente linear com a variação das taxas de falha, isto como resultado do aumento da indisponibilidade das unidades e, portanto, é necessário comissionar unidades com maiores custos de operação para dar o atendimento à carga do sistema. Isto significa que os custos variáveis ou custos de operação das unidades do sistema tendem a incrementar-se de forma gradual com o aumento das taxas da falha.

O custo de interrupção tem um efeito relativamente grande no comportamento do custo total devido às grandes variações que apresentam os custos de interrupção quando a taxa de falha das unidades geradoras aumenta. Para pequenas variações da taxa de falha o custo total dependerá só dos custos de produção e os custos de interrupção terão só um pequeno impacto sobre o comportamento dos custos totais. Portanto, o índice LOLC diminui se a taxa de falha diminui e aumenta se a taxa de falha aumenta.

O comportamento do custo de interrupção (LOLC) em relação às mudanças nas taxas de falha é não-linear. Portanto, dos resultados representados na Figura 3.9 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 se consegue 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.

De acordo com os resultados da Figura 3.9 pode-se dizer que o custo total depende do custo de produção para pequenas variações da taxa da falha, e à medida que a taxa de falha do sistema aumenta o custo total passa a ser dependente totalmente do custo de interrupção. Esta transição de dependência do custo total permite aplicar, também para este caso, o mesmo critério de convergência estabelecido para o caso de aumento da carga 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.

3.4.3 Variação da Taxa de Reparo (μ)

Para este caso foi simulada a variação da taxa de reparo (μ) mantendo constante a taxa de falha (λ) 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 custo total, custo de interrupção (LOLC) e os custos de produção do sistema sob a variação das taxas de reparo das unidades de geração. A taxa de reparo está associada ao tipo de falha e ao tempo gasto pela equipe de manutenção.

Da Figura 3.10 percebe-se que o custo total apresenta um comportamento não-linear devido às grandes variações no custo de interrupção a medida que a taxa de reparo diminui. O índice LOLC diminui, se a taxa de reparo aumenta, e aumenta, se a taxa de reparo diminui. Este comportamento, em realidade, está associado ao tempo de reparo, se o tempo de reparo aumenta, a indisponibilidade de unidades no sistema aumenta e a reserva estática diminui. Portanto, o número de interrupções e o custo de perda de carga aumentarão. Conseqüentemente, se o tempo de reparo diminui, a disponibilidade de unidades no sistema aumentará e a reserva estática aumenta, conseqüentemente, o número de interrupções e o custo de perda de carga serão baixos.

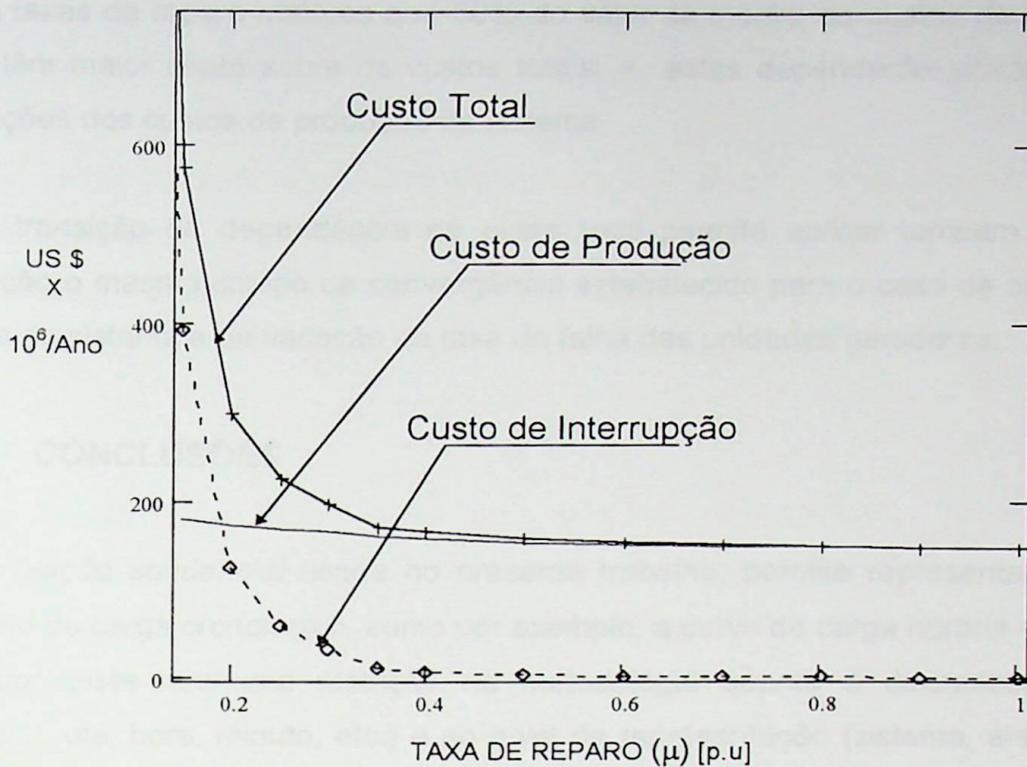


Figura 3.10 - Comportamento dos Custos do Sistema IEEE - RTS sob Variação da Taxa de Reparo (μ)

O comportamento do índice LOLC e do custo total do sistema, sob mudanças nas taxas de reparo das unidades de geração é não-linear. Portanto, dos resultados representados na Figura 3.10 percebe-se que, com o aumento da taxa de reparo das unidades de geração, o custo total e o custo de perda de carga, LOLC, diminuem. Com a diminuição da taxa de reparo, o custo de perda de carga LOLC, aumenta e, portanto, o custo total também. 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 aumenta a taxa de reparo das unidades de geração, diminui a indisponibilidade no sistema de geração, e conseqüentemente, o número de interrupções e o custo de perda de carga diminuem, aumentando, por isto, o grau de confiabilidade do sistema.

Pode-se concluir que a variação das taxas de reparo das unidades geradoras apresenta um efeito significativamente grande nos custos de interrupção (LOLC) do sistema, quando estas variações correspondem a taxas de reparo relativamente

baixas, o que conduz a tempos de reparo comparativamente altos. Portanto, para estas condições, os custos totais dependerão somente dos custos de interrupção. Para taxas de reparo maiores que 50% do valor da média, os custos de interrupção não têm maior efeito sobre os custos totais, e estes dependerão unicamente das variações dos custos de produção do sistema.

Esta transição de dependência do custo total permite aplicar também para esta situação o mesmo critério de convergência estabelecido para o caso de aumento da carga do sistema e da variação da taxa de falha das unidades geradoras.

3.5 CONCLUSÕES

A *simulação seqüencial* usada no presente trabalho, permite representar qualquer modelo de carga cronológico, como por exemplo, a curva de carga horária do sistema e, não existe nenhuma restrição na metodologia quanto à discretização (mês, semana, dia, hora, minuto, etc.) e ao 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 de forma exata os custos do sistema e determinadas características da carga, que são extremamente complicadas a nível da representação por espaço de estados.

A metodologia proposta permite fazer de forma exata a avaliação dos custos associados a cada alternativa do plano de expansão e a determinação das funções de distribuição correspondentes. A principal dificuldade na avaliação exata do LOLC é a dependência do custo unitário de interrupção UC da duração da falha, o que é um dos aspectos que mais influência tem nos resultados.

De acordo com os resultados obtidos nas simulações feitas sob o sistema teste IEEE - RTS, pode-se afirmar que o custo total para pequenas variações tanto de carga como das taxas de falha (λ) e de reparo (μ), é dependente basicamente dos custos de produção do sistema e, para variações maiores destes parâmetros, os custos de interrupção tem um efeito significativamente grande sobre o custo total. Esta transição de dependência do custo total é utilizada para trabalhar com o coeficiente de convergência β do custo de produção para pequenos aumentos tanto da carga como de λ , e μ , e com o coeficiente β do LOLC para variações maiores destes

parâmetros. Esta característica tem uma grande vantagem para as técnicas de simulação, porque permite tomar como critério de convergência para sistemas robustos ou com poucas falhas o coeficiente β do custo de produção e, para sistemas pouco robustos ou com muitas falhas, o coeficiente β do LOLC.

Considerando a anterior conclusão, podemos estabelecer também que para os casos donde os custos de produção tem um efeito significativamente grande sobre os custos totais do sistema, é possível então trabalhar com o coeficiente β dos custos totais como critério de convergência, em vez de se usar o coeficiente β dos custos de produção.

Para alcançar 5% de precisão no coeficiente de convergência β do índice LOLC foram necessários simular 6635 anos para o sistema IEEE-RTS sem limitações energéticas, e o tempo total de execução foi de uma (1) hora e 12 minutos num PC-PENTIUM/166MHz.

No caso do sistema IEEE-RTS com limitações energéticas para alcançar 5% de precisão no coeficiente de convergência β do índice LOLC, foram necessários simular 4878 anos, e o tempo total de execução foi de 59 minutos num PC-PENTIUM/166MHz.

O algoritmo de simulação desenvolvido neste trabalho constitui uma ferramenta útil para as análises de planejamento de sistemas de geração e se apresenta com uma alternativa de análise atraente que melhora significativamente o processo decisório do planejamento da expansão 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 de *custos de produção*, *custos de interrupção*, *investimentos* e no cálculo dos índices de confiabilidade associados ao sistema.

CAPITULO IV

SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

O planejamento de sistemas de geração é uma das tarefas mais importantes no processo de expansão de sistemas de potência. As decisões tomadas e as políticas estabelecidas nesta fase têm um importante efeito em todas as outras fases dos programas de expansão do sistema e, determinam de forma significativa o plano financeiro e econômico que deve ser adotado e desenvolvido pelas empresas comprometidas nesta tarefa. Portanto, uma alternativa de expansão escolhida como a melhor é decisiva para o sucesso de qualquer empresa de energia.

Como já visto, dois importantes objetivos são desenvolvidos no presente trabalho: o *primeiro* é o *planejamento da expansão de sistemas de geração*, calculando para este propósito e de maneira exata, os *custos totais das interrupções (valor da confiabilidade)*, os *custos de produção* e os *custos totais* do sistema, utilizando a simulação de Monte Carlo seqüencial. Este método permite representar todos os aspectos cronológicos e gerar as funções de distribuição correspondentes aos custos. O *segundo* objetivo é, propor um processo de planejamento de geração mais convincente para os diretores e gerentes das empresas de energia, que permita definir a "*priori*" o índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o *risco* de não se atingir este valor, expresso como uma probabilidade ou porcentagem, usando estes parâmetros para a comparação econômica e seleção das alternativas de expansão.

Portanto, o propósito principal é obter o plano ótimo de expansão que minimize o valor esperado do *custo total* composto pelo somatório dos *custos de investimento*, *custos de produção (custos de combustíveis, custos de operação e os custos fixos)* e o *valor do custo de perda de carga LOLC*.

Note-se que o nível de confiabilidade mais adequado para um sistema "*não*" pode ser estabelecido *a priori*, ele é conseqüência de um processo de equilíbrio econômico, que depende essencialmente dos *custos de interrupção* e dos *custos*

de produção [S34, SBL91, MLPMS95]. Desta forma, se faz necessário encontrar o melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade nos sistemas elétricos.

Os aspectos econômicos de uma alternativa de expansão desempenham um papel importante no processo da tomada de decisões ao 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 a cada esquema. Dividindo este custo pelo acréscimo na confiabilidade obtêm-se o custo incremental da confiabilidade. O menor custo incremental da confiabilidade será, portanto, 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 [WWB80].

Outra aproximação usada é um procedimento semi-automático no qual as necessidades de capacidade são determinadas sobre um horizonte de tempo usando métodos analíticos. Com esta informação como guia, vários planos de expansão podem ser determinados por variação do tipo, da capacidade e do período de adição ou entrada de novas unidades [BA84]. Neste ponto, pode-se afirmar que poucos métodos analíticos existem para identificar planos de expansão que são igualmente bons em termos de confiabilidade.

Na prática, a experiência e o conhecimento dos planejadores continua tendo um papel muito importante na comparação econômica e na seleção das alternativas que definem o plano ótimo de expansão de geração, frente aos rígidos resultados obtidos pelas ferramentas analíticas.

Por esta razão, após selecionar-se o plano de expansão, cada um dos projetos que o

compõem, devem ser avaliados levando em consideração não somente o custo e a confiabilidade, mas também os benefícios auferidos pela população com a sua implantação, contribuindo para satisfazer não somente às suas necessidades de eletricidade, mas também para melhorar seu nível de vida.

Nas metodologias existentes, a alternativa escolhida como a melhor tem uma alta interdependência entre o processo de minimização e o conjunto de restrições estabelecidas. Portanto, não é possível assegurar que o plano de expansão ótimo seja completamente determinado [FNAP90, WM94]. O presente trabalho tem desenvolvido uma adequada metodologia para o planejamento da expansão, que permite usar tanto as restrições como os custos do sistema e a experiência dos planejadores de modo a facilitar sua tarefa, permitindo-lhes encontrar um balanço adequado entre os *custos* e a *confiabilidade*, levando em conta as incertezas e as condições futuras de operação.

A metodologia para o planejamento da expansão de geração desenvolvida no presente trabalho considera basicamente duas formas de simulação para o propósito de seleção e comparação das alternativas de expansão: A simulação por *convergência anual* e a simulação por *convergência periódica ou por horizontes* de expansão.

O índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, fazem parte da metodologia estabelecida e, portanto, seus valores por ano são usados no processo de seleção e comparação econômica das alternativas de expansão. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas ou limites a serem atingidos. Este processo é aplicado diretamente ao sistema teste considerado.

4.2 METODOLOGIAS PARA SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS

O propósito prático da avaliação de alternativas de expansão, usando a determinação exata dos custos do sistema assim como seus índices de confiabilidade, está em facilitar o processo de escolha e tomada de decisões [P96, LPMM97].

Estabelece-se desta maneira uma metodologia de análise econômica, baseada em parâmetros os quais são quantitativa e objetivamente avaliados, o que permite determinar de forma consistente os custos das alternativas de expansão e seus

índices de confiabilidade. Para isto é necessário usar simulação de Monte Carlo seqüencial e técnicas probabilísticas, de forma que contando com a experiência e o conhecimento dos Engenheiros de planejamento, se possa avaliar cada uma das alternativas escolhidas, podendo-se assim determinar sem muita dificuldade o plano ótimo de expansão. Esta metodologia, permite que cada alternativa escolhida seja avaliada de uma maneira mais detalhada (custos, índices, riscos) e, que o plano ótimo de expansão seja determinado de forma mais rápida e eficiente.

As metodologias que serão descritas nesta seção, são ideais para serem aplicadas nesta tarefa e em todos os aspectos do planejamento de expansão de sistemas de potência.

A decisão de expansão deve ser feita atendendo os seguintes pontos: Qual é a capacidade e quantas unidades de geração devem ser instaladas, e quando deve ser feito o investimento, de maneira que se possa garantir um fornecimento econômico e confiável da demanda prevista.

Um plano de expansão de geração é decidido pela consideração dos planos alternativos de geração e, depois, acrescentando as unidades de geração adicionais ao modelo de simulação em questão até encontrar o melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade, de forma que estes sejam considerados aceitáveis pela empresa ou concessionária.

Em relação ao tipo de unidades que serão adicionadas ao sistema, dependem antes de tudo de sua tecnologia e do tipo de combustível primário usado e, de forma parcial, de seus custos de produção que são determinados basicamente por sua ordem de mérito ou de despacho e pela variação da curva de carga do sistema. Na prática pode-se decidir usar uma grande unidade de geração, mas que opera de forma econômica (e.g. hidráulica ou nuclear) e que ocupa um lugar de classificação muito bom na ordem de mérito. Por outro lado, pode-se decidir usar uma pequena unidade para suprir os picos da demanda, mas que resulta num custo relativamente alto de operação (e.g. turbinas a gás) e que se encontra classificada numa faixa baixa na ordem de mérito ou despacho.

Estas decisões, nunca são fáceis de fazer, mas é certo que elas não podem ser realizadas objetivamente sem contar com as avaliações confiáveis e econômicas

necessárias para comparar cada uma das alternativas que fazem parte do plano de expansão.

Este processo de avaliação e comparação de alternativas de expansão pode ser executado eficientemente através de duas metodologias de simulação, as quais serão descritas a seguir:

4.2.1 Convergência Anual

Este processo está baseado na simulação de Monte Carlo seqüencial, onde, para cada alternativa em estudo, o sistema é avaliado por amostragem em forma *seqüencial ou cronológica* durante horizontes ou *períodos de tempo de um ano*, e onde a operação do sistema é tratada como um processo estocástico.

Neste caso, para cada ano correspondente ao horizonte de uma alternativa do plano de expansão, é necessário aplicar esta metodologia até que a precisão da estimativa seja satisfatória e a convergência do processo seja atingida. Portanto, esta técnica faz uma avaliação para cada um dos anos que fazem parte das alternativas do plano de expansão.

O processo anterior é repetido para cada ano durante todo o horizonte de estudo de cada uma das alternativas do plano de expansão.

As condições iniciais (ou estados) no começo do processo de simulação dos componentes do sistema são determinadas por uma amostragem instantânea. Na representação a dois estados, para criar o histórico operativo dos elementos do sistema, sorteiam-se aleatoriamente e em forma alternada das respectivas distribuições, os tempos de operação e os tempos de reparo, numa *ordem cronológica*. Os históricos operativos (séries sintéticas) são, então, analisados para se obter os intervalos de tempo de simulação nos quais a geração e a carga do sistema são combinadas.

Nesta aproximação sempre se representam os aspectos cronológicos e, portanto, não somente os índices usuais de confiabilidade como também todos os custos originados no sistema podem ser derivados desta informação. Pode-se também usar 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. Durante cada intervalo de tempo de simulação a ordem de mérito das unidades é determinada de acordo com os custos dos combustíveis. O comissionamento ou tomada de carga das mesmas é feito, então, considerando-se sua ordem de mérito e sua disponibilidade, resultado de seu histórico operativo.

Portanto, a avaliação dos custos de produção e custos de interrupção é feita levando-se em conta sua dependência com os níveis da potência de saída de cada unidade de geração e também seus limites mínimos de operação. Estas considerações são incorporadas ao modelo, tanto para as unidades térmicas como para os recursos de água disponíveis para as unidades hidráulicas.

Ressalta-se a aplicação desta metodologia no processo da determinação das funções de distribuição para os custos de interrupção, os custos de produção e os custos totais. A diferença básica será que, em vez de se utilizarem valores esperados como limites (e.g. LOLE ou EENS), as distribuições completas das variáveis de interesse são consideradas.

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.

Esta técnica requer um maior esforço computacional visto que a amostragem abrange todos os estados da operação do sistema. Sua convergência pode não ser atingida de forma rápida e, em alguns casos, seu uso não é dificultado, 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 cronológica está relacionada com a avaliação dos estados do sistema nos processos estocásticos da operação. A metodologia seqüencial de Monte Carlo é usada, neste caso, para simular estes processos através da avaliação de seqüências

sintéticas dos estados do sistema. Estas seqüências são produzidas na mesma base de tempo do modelo da carga.

O critério de parada da simulação por Convergência Anual, ou ano a ano, está baseada também na incerteza relativa das estimativas, dada pelo coeficiente de variação β .

O processo da simulação por Convergência Anual pode ser sintetizado de acordo com as equações 2.6 e 2.7 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 série sintética (y_k) de estados do sistema como foi definido na equação 2.7, e acumular os resultados.
- c. Calcular anualmente para o sistema os índices de confiabilidade $G(y_k)$ e os custos sobre os valores estimados em (b).

Calcular o índice LOLC e compará-lo com o valor limite estabelecido *a priori* ($LOLC^a$) de forma a estabelecer o risco ou a probabilidade deste limite ser violado.

- d. Repetir os passos (a)-(c) NY (número de anos) vezes, e calcular as funções de distribuição das variáveis de interesse e os valores das médias dos custos e dos índices como a média dos resultados anuais para cada seqüência (y_k) simulada.
- e. Verificar a convergência do processo: se a precisão da estimativa é satisfatória, pare; caso contrário, retorne para (a).

A aplicação desta metodologia pode oferecer vantagens excelentes, quando se tem que avaliar diferentes alternativas de expansão e se conta com uma área onde armazenar os resultados obtidos de cada simulação realizada, as quais também podem fazer parte de outras alternativas de expansão a estudar.

Esta vantagem constitui não somente a redução no tempo de computação necessário para estudar cada alternativa, senão, também, a redução do processo de computação indispensável na obtenção dos resultados do plano custo mínimo. Portanto, os resultados assim disponíveis das alternativas já estudadas, podem ser usados para a comparação e seleção de outras possíveis alternativas de expansão. Isto pode ser observado nos resultados de simulação apresentados no item 4.3.1.

4.2.2 Convergência Periódica ou por Horizontes

Com esta metodologia de simulação, pretende-se oferecer uma maior vantagem na avaliação e estudo das alternativas que fazem parte de um plano de expansão, reduzindo o esforço e manipulação dos dados necessários para o caso da análise de múltiplos esquemas possíveis de solução, e conservando de forma integral a flexibilidade e exatidão da simulação de Monte Carlo seqüencial.

Este processo de simulação está totalmente baseado na mesma metodologia utilizada pela simulação por *Convergência Anual*, exceto o período de tempo na simulação da operação do sistema que *não* corresponde a um ano normal como no caso tradicional, senão que o período de tempo tomado é igual ao número total de anos do horizonte da alternativa de expansão em estudo e, sobre esse período, se faz a simulação.

Neste caso, o horizonte ou número total de anos de uma alternativa de expansão são agrupados em um único período de tempo ou "*ano equivalente*" de simulação, isto significa que o ano ou período de simulação é igual ao somatório dos anos do horizonte da alternativa e que, para cada alternativa, é necessário aplicar esta metodologia até que a precisão da estimativa seja satisfatória e a convergência do processo seja atingida.

É obvio que nesta metodologia se considera o período ou ano de simulação maior do que um ano normal e se faz, então, uma avaliação por horizontes ou *ano equivalente*, para cada uma das alternativas do plano de expansão. Portanto, esta é uma diferença importante que deve ser tida em conta para o caso comparativo das metodologias aplicadas às alternativas de expansão e aos processos de simulação, de modo que ao se obterem tanto os custos como os índices de confiabilidade na escolha da alternativa ótima, seja usando a metodologia ano a ano ou por horizontes,

os resultados devem ser similares. Mas é importante ressaltar que, qualquer que seja a metodologia utilizada, deve-se encontrar a mesma alternativa ótima de expansão.

A simulação Monte Carlo seqüencial é usada também nesta nova metodologia, para simular os processos estocásticos dos estados de operação do sistema, através de seqüências sintéticas, produzidas com base na combinação da distribuição de probabilidades da duração de cada estado componente e do modelo da carga, que devem estar na mesma base de tempo.

A diferença básica desta metodologia (convergência periódica ou por horizontes) com relação à simulação de Monte Carlo seqüencial, usada no caso anterior (convergência anual), reside fundamentalmente no número de anos agrupados ou *período de estudo* definido para o processo de simulação.

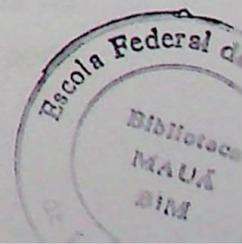
O índice LOLC, nesta metodologia, é avaliado para cada um dos anos que fazem parte do horizonte da alternativa em estudo, com o propósito de encontrar em realidade em que ano uma alternativa pode melhorar ou piorar com relação a outra.

Este risco, expresso por uma probabilidade ou percentual, faz parte da metodologia estabelecida e, portanto, seus valores por ano são usados no processo de seleção e comparação econômica de alternativas de expansão. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas ou limites a serem atingidos e podem ser definidos diferentes valores ano a ano, como resultado da estabilização ou não da economia, nos cenários de estudo considerados para o planejamento da expansão.

O critério de parada na simulação por Convergência Periódica ou *por horizontes*, está baseada também na incerteza relativa das estimativas, dada pelo coeficiente de variação β .

O processo da simulação por Convergência Periódica ou por Horizontes, pode ser sintetizado de acordo também com as equações 2.6 e 2.7 nos seguintes passos:

- a. Gerar uma seqüência sintética por *anos equivalentes* ou horizontes 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 série sintética (y_k) de estados do sistema, como foi definido na equação 2.7, e acumular os resultados.
- c. Calcular por *ano equivalente* ou por horizonte para o sistema os índices de confiabilidade $G(y_k)$ e os custos sobre os valores estimados em (b).

Calcular o índice LOLC para cada ano que faz parte do horizonte da alternativa em estudo, e compará-lo com o valor limite $LOLC^a$ de forma a estabelecer o risco ou a probabilidade deste limite ser violado.

- d. Repetir os passos (a)-(c) NY (número de *anos equivalentes*) vezes, e calcular as funções de distribuição das variáveis de interesse e os valores das médias dos custos e dos índices como a média dos resultados por horizonte ou *ano equivalente* para cada seqüência (y_k) simulada.
- e. Verificar a convergência do processo: se a precisão da estimativa é satisfatória, pare; caso contrário, retorne para (a).

Com o propósito de se ter uma maior compreensão dos critérios definidos, tanto para a convergência anual como para a convergência por horizontes ou periódica, serão apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas sob o sistema básico IEEE - RTS, para a comparação e seleção das alternativas de expansão em sistemas de geração.

4.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O conceito de análise da expansão de sistemas de geração é ilustrado usando o sistema teste básico IEEE - RTS, aplicando as metodologias descritas nos parágrafos anteriores, e cujos dados básicos estão contidos no Apêndice A.

Para este propósito serão selecionadas cinco (5) alternativas de expansão, as quais serão avaliadas considerando que para cada alternativa a carga do sistema cresce com uma taxa anual de 5 %, e que uma unidade adicional a gás com capacidade de 100 MW (MTTF = 1200 horas e MTTR = 50 horas) [APM79], pode ser instalada no sistema e, de acordo com sua capacidade e ano de entrada em operação, pode

mostrar o efeito da adição de capacidade sobre os custos de interrupção e os custos de produção [BA84. BA88].

Para cada ano que faz parte das alternativas de expansão, tanto para a metodologia por Convergência Anual como para a Convergência por Horizontes e, com o propósito de estabelecer comparações sob o impacto que cada uma das configurações propostas tem no plano de expansão, se supõe o valor médio de custo de perda de carga para o sistema em, $LOLC^a = 3 \times 10^6$ US \$/ano, *três milhões de dólares por ano (valor estabelecido a priori)* e se determina ano por ano a probabilidade ou risco de este limite ser violado,

O critério de parada de cada simulação tanto para Convergência Anual como para Convergência por Horizontes, está baseado na incerteza relativa das estimativas dos custos de produção do sistema, dada pelo coeficiente β .

Para o coeficiente β escolhido e correspondente à variável aleatória custos de produção, assume-se um valor de 1%, como valor ótimo de convergência. Isto significa que o processo de simulação seqüencial termina quando o coeficiente de variação escolhido $\beta \leq 1\%$.

Na Tabela 4.1 se apresentam as possíveis alternativas de expansão a serem consideradas para o sistema teste, e a Tabela 4.2 contém a capacidade instalada para cada esquema considerado,

Tabela 4.1

Alternativas de Expansão do Sistema de Geração do IEEE - RTS

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 Adição (MW)	Alternativa 2 Adição (MW)	Alternativa 3 Adição (MW)	Alternativa 4 Adição (MW)	Alternativa 5 Adição (MW)
1	2850.0	-	100	-	-	-
2	2992.5	-	-	100	-	-
3	3142.1	-	-	-	100	-
4	3299.2	-	-	-	-	100

Tabela 4.2

Capacidade Instalada no Sistema de Geração do IEEE - RTS

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 Cap. Inst. (MW)	Alternativa 2 Cap. Inst. (MW)	Alternativa 3 Cap. Inst. (MW)	Alternativa 4 Cap. Inst. (MW)	Alternativa 5 Cap. Inst. (MW)
1	2850.0	3405	3505	3405	3405	3405
2	2992.5	3405	3505	3505	3405	3405
3	3142.1	3405	3505	3505	3505	3405
4	3299.2	3405	3505	3505	3505	3505

A seguir são apresentados os resultados obtidos no processo de expansão aplicando as metodologias descritas anteriormente:

4.3.1 Resultados para a Convergência Anual

Dos resultados contidos na Tabela 4.3, observa-se que as alternativas 3, 4 e 5 são configuradas a partir das alternativas 1 e 2 já avaliadas. Isto é evidente como resultado das possíveis alternativas a estudar consideradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.3

Custos Totais por Alternativa de Expansão (Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1	2850.0	145.55	158.80	145.55	145.55	145.55
2	2992.5	157.93	171.00	171.00	157.93	157.93
3	3142.1	172.37	185.06	185.06	185.06	172.37
4	3299.2	190.33	201.72	201.72	201.72	201.72
Total		666.18	716.59	703.34	690.26	677.57

Esta metodologia oferece vantagens excelentes quando se conta com uma área onde armazenar os resultados obtidos de cada simulação realizada, os quais podem ser usados posteriormente para estudar outras possíveis alternativas de expansão.

Neste caso o tempo e o processo de computação são reduzidos de forma considerável. A técnica usada neste caso para aplicação da metodologia por convergência anual usa esta filosofia.

Tabela 4.4

Custos de Produção por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1	2850.0	145.26	146.18	145.26	145.26	145.26
2	2992.5	157.14	158.07	158.07	157.14	157.14
3	3142.1	170.14	171.17	171.17	171.17	170.14
4	3299.2	184.50	185.50	185.50	185.50	185.50
Total		657.04	660.91	659.99	659.06	658.04

Tabela 4.5

Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1	2850.0	0.288	0.175	0.288	0.288	0.288
2	2992.5	0.791	0.498	0.498	0.791	0.791
3	3142.1	2.226	1.450	1.450	1.450	2.226
4	3299.2	5.883	3.787	3.787	3.787	3.787
Total		9.140	5.912	6.025	6.318	7.094

Cada esquema proposto é avaliado, levando em conta os custos de produção, os custos de interrupção e os investimentos das novas unidades adicionadas ao sistema. Observa-se das Tabelas 4.4 e 4.5 que, para os casos estudados, os custos totais dependem em maior grau, dos custos de produção, devido a sua maior magnitude com relação aos custos de interrupção. Portanto, para as alternativas estudadas a componente dominante corresponde aos custos de produção. É evidente que esta relação é uma função que depende do sistema, da variação da carga, dos custos unitários de interrupção e do esquema de expansão adotado, podendo esta dependência variar de um sistema para outro.

A Tabela 4.6 apresenta ano a ano e para cada alternativa o risco ou probabilidade de se violar o valor médio de custo de perda de carga suposto para o sistema em três milhões de dólares por ano, $LOLC^a = 3 \times 10^6$ US \$/ano.

Tabela 4.6

Risco de Atingir o Valor $LOLC^a = 3 \times 10^6$ US \$/ano
por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 Risco (%)	Alternativa 2 Risco (%)	Alternativa 3 Risco (%)	Alternativa 4 Risco (%)	Alternativa 5 Risco (%)
1	2850.0	0.96154	0.00000	0.96154	0.96154	0.96154
2	2992.5	3.80952	2.91262	2.91262	3.80952	3.80952
3	3142.1	17.5526	9.43396	9.43396	9.43396	17.5526
4	3299.2	51.2195	32.4561	32.4561	32.4561	32.4561

4.3.2 Resultados para a Convergência Periódica ou por Horizontes

A seguir se apresentam os resultados obtidos para o sistema teste IEEE - RTS no caso de simulação por anos agrupados ou horizontes de expansão.

Tabela 4.7

Custos Totais por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1- 4	2850.0	669.61	715.90	702.96	692.29	674.65
	a					
	3299.2					
Total		669.61	715.90	702.96	692.29	674.65

Os resultados das Tabelas 4.3 e 4.7 mostram que as duas metodologias de simulação propostas, apresentam resultados muito similares para as alternativas de expansão consideradas. Estes resultados indicam claramente que as duas técnicas propostas podem ser usadas de forma efetiva em estudos de expansão.

Tabela 4.8

Custos de Produção por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1- 4	2850.0	657.30	660.93	659.53	659.76	657.42
	a					
	3299.23					
Total		657.30	660.93	659.53	659.76	657.42

Tabela 4.9

Custos de Interrupção por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^6$)	Alternativa 5 (US\$ $\times 10^6$)
1- 4	2850.0	12.311	5.200	6.101	7.643	4.789
	a					
	3299.23					
Total		12.311	5.200	6.101	7.643	4.800

Tabela 4.10

Risco de Atingir o Valor LOLC^a = 3×10^6 US \$/ano
por Alternativa de Expansão
(Sistema IEEE - RTS)

Ano	Pico de carga (MW)	Alternativa 1 Risco (%)	Alternativa 2 Risco (%)	Alternativa 3 Risco (%)	Alternativa 4 Risco (%)	Alternativa 5 Risco (%)
1	2850.0	1.86920	0.00000	0.97090	3.84620	0.98040
2	2992.5	3.73830	0.00000	1.94170	3.84620	3.92160
3	3142.1	17.7570	4.90200	4.85440	5.76920	12.7451
4	3299.2	54.2026	27.4510	30.0971	33.6538	23.5294

Os resultados dos custos de produção obtidos para cada alternativa estudada são bastante similares aplicando as duas metodologias propostas. Para os custos de interrupção se encontra alguma diferença, devida principalmente à forma de

convergência das duas metodologias.

Na metodologia por Convergência Anual ao atingir o coeficiente β estabelecido, assegura-se que cada ano simulado convergiu. No caso da convergência por Horizontes, não se pode garantir que cada ano que faz parte do horizonte de estudo tenha convergido ao atingir o coeficiente β para os anos agrupados. Esta diferença é mais evidente no risco encontrado para cada ano, como se mostra na Tabela 4.10, e ao comparar seus resultados com a Tabela 4.6. Na realidade, o que acontece é que o número de anos necessários para encontrar o coeficiente de variação β , estabelecido como o limite de convergência, é diferente para cada caso e para cada ano.

4.4 CONCLUSÕES

As metodologias de simulação seqüencial propostas neste trabalho, permitem quantificar tanto os custos associados ao sistema como o risco de se violar o valor do LOLC^a expresso em US \$/ano e estabelecido *a priori*, proporcionando uma adequada ferramenta de avaliação econômica e seleção de alternativas de expansão nos estudos de planejamento de sistemas de geração.

A ferramenta desenvolvida neste trabalho, permite usar de forma objetiva, a experiência e o conhecimento dos planejadores, como um papel muito importante na comparação econômica e seleção das alternativas que integram o plano de expansão, permitindo-lhes assim ter uma ampla intervenção nas decisões tomadas.

A experiência e o julgamento dos planejadores, são altamente relevantes no tratamento dos fatores sociais e econômicos que envolvem cada uma das alternativas em estudo, os quais são difíceis de expressar-se matematicamente. Sob certas circunstâncias o conhecimento dos planejadores tem um papel crucial no planejamento de geração.

Os programas de planejamento de geração devem proporcionar suficientes oportunidades de intervenção aos planejadores, o que significa que as ferramentas de planejamento deverão ter um compreensivo sistema de manuseio de informação e um cuidadoso desenho na interface homem máquina.



CAPITULO V

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

DE SISTEMAS DE GERAÇÃO

5.1 INTRODUÇÃO

O processo de planejamento pode ser definido como a análise objetiva, sistemática e consistente de informações baseadas em parâmetros quantitativa e objetivamente avaliados, com o propósito de subsidiar a tomada de decisões.

No caso do planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, as principais informações a serem tratadas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões do consumo do mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração, necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento.

A função objetivo é assegurar o atendimento do mercado de energia elétrica com qualidade e de forma econômica e confiável. Portanto, o planejamento de sistemas de potência deve ser conduzido seguindo as diretrizes estabelecidas em relação ao planejamento econômico corporativo e às políticas dos recursos energéticos.

A Figura 5.1 mostra a relação estrutural do planejamento de sistemas de potência e a política do planejamento econômico e dos recursos energéticos.

O planejamento dos recursos energéticos e as políticas estabelecidas para o cumprimento de tais propósitos, são fatores essencialmente importantes no planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica.

A função do planejamento dos recursos energéticos é pesquisar compreensivamente o uso efetivo, coordenado e a substituição em relação a vários recursos primários de energia, tais como carvão, petróleo, gás natural, hidroenergia, energia nuclear, etc.

O sistema elétrico de potência é um subsistema muito importante no contexto da economia nacional e de seus recursos energéticos. Seu desenvolvimento está influenciado pelo futuro incremento da demanda de eletricidade, a qualidade do suprimento, a disponibilidade de fontes primárias de energia e dos equipamentos elétricos e seus recursos de financiamento.

Estes fatores podem, diretamente, chegar a ser as restrições para o planejamento dos sistemas de potência ou, indiretamente controlar o processo das decisões de investimento na forma de preços marginais.

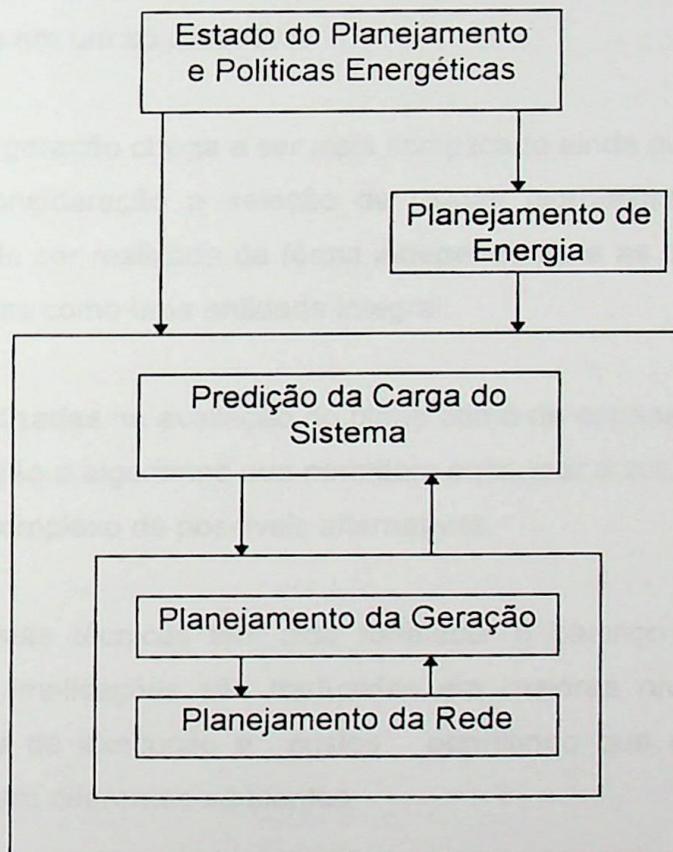


Figura 5.1 Estrutura do Planejamento em Sistemas de Potência.

Como se observa na Figura 5.1, o planejamento de sistemas de potência é feito, considerando-se a previsão do aumento da demanda, o planejamento de geração e o planejamento da rede elétrica.

A previsão da carga forma a base do planejamento de sistemas de potência e

fornece a informação sobre o incremento esperado do consumo, variação da curva de carga e sua distribuição.

O resultado do planejamento de geração e o planejamento da rede elétrica, podem também exercer influência sobre a curva de carga do sistema e sobre a distribuição de esforços via custos marginais.

O esquema de geração e o esquema da rede elétrica são atualmente características dependentes dentro de um sistema de potência. Contudo, no presente o planejamento de geração e o planejamento da rede elétrica devem ser inicialmente realizados de forma separada devido ao ênfases e componentes diferentes, além da dimensão explosiva do equacionamento conjunto que é uma dificuldade para se resolver o problema em um só processo.

O planejamento de geração chega a ser mais complicado ainda quando o sistema em estudo tem em consideração a seleção de usinas hidroelétricas. Neste caso a otimização não pode ser realizada de forma independente e as usinas hidroelétricas devem ser otimizadas como uma entidade integral.

As metodologias utilizadas na avaliação do plano ótimo de expansão usam diferentes técnicas de otimização e algoritmos que permitem encontrar a solução ótima entre um número finito mas complexo de possíveis alternativas.

A idéia central destas técnicas tem sido fortalecer o balanço entre eficiência, e flexibilidade. Estas implicações são traduzidas em maiores níveis de adaptação, redução de tempos de execução e custos, permitindo que estas metodologias possam sobreviver em diferentes ambientes.

Embora estas técnicas sejam atrativas para ser aplicadas aos problemas de planejamento, em realidade seu uso tornasse difícil, não somente pelo alto dimensionamento das variáveis de decisão, mas também porque o modelo de programação resultante é de natureza não linear e estocástico [WM94].

A metodologia proposta neste trabalho procura um adequado balanço entre eficiência e eficácia, mantendo a flexibilidade e a precisão da simulação Monte Carlo seqüencial, procurando reduzir o esforço computacional da análise e contando

adicionalmente com a experiência e o conhecimento dos Engenheiros de planejamento.

5.2 ESTADO DA ARTE

O principal objetivo do planejamento de geração é encontrar a alternativa ou esquema de expansão de geração mais econômico, levando em consideração um adequado nível de confiabilidade que é consequência de um processo de equilíbrio econômico dependente essencialmente da demanda prevista e dos custos de produção e de interrupção. Neste caso as seguintes perguntas devem ser respondidas:

- Quando fazer os investimentos em novas unidades de geração ?
- Onde fazer os investimentos em novas unidades de geração ?
- Que tipo de unidades de geração devem ser instaladas ?
- Que capacidade devem ter as unidades de geração a ser instaladas ?
- Grau de continuidade e qualidade da energia entregue

A experiência de muitos anos na área de planejamento, o desenvolvimento, tanto em sistemas de engenharia como na pesquisa operacional, e a ampla aplicação dos computadores têm estimulado o grande interesse e o rápido progresso nesta área.

A seguinte análise quantitativa deve ser feita para os modelos de planejamento de geração de modo a encontrar e justificar a alternativa ou esquema ótimo de expansão::

- A viabilidade do esquema de geração escolhido,
- O custo dos recursos de energia primária e o combustível para a alternativa proposta,
- Os custos dos investimentos e operação anual do esquema adotado,
- Os índices de confiabilidade associados ao esquema,
- A sensibilidade do esquema escolhido a um incremento de preços e investimentos em geração,
- O efeito do atraso de certos projetos importantes.

Todos estes problemas fazem do processo do planejamento de geração uma tarefa muito complicada. Matematicamente, o planejamento de geração é um problema não linear com um alto dimensionamento e de características estocásticas.

Em primeiro lugar, muitos tipos de unidades de geração estão envolvidos no planejamento e, portanto, a variação da geração nos sistemas de potência tendo em vista um horizonte de longo prazo deve ser considerada. Como resultado, o número de variáveis de decisão que estão envolvidas no problema, pode ser excessivo. Este obstáculo do dimensionamento não permite a aplicação direta dos algoritmos típicos de pesquisa operacional.

Em segundo lugar, nem o valor presente dos investimentos em geração, nem o custo de operação anual são funções lineares das variáveis de decisão. Ademais, algumas restrições, e.g. a confiabilidade, são também não-lineares. Portanto, o modelo de planejamento de geração é um modelo não-linear, o que representa algumas dificuldades em sua solução.

Finalmente, os dados básicos necessários para o planejamento de geração, como dados de previsão de carga, custos de combustíveis e equipamentos, taxas de desconto, inflação, etc., são todos incertos. Como resultado, o processo de planejamento de geração é inteiramente de natureza estocástica. A complexidade do problema é tão grande que não somente uma alternativa de expansão deve ser encontrada, mas uma série de avaliações e análises de sensibilidade devem ser feitas considerando vários possíveis esquemas de solução.

É quase impossível realizar esta tarefa de forma rigorosa e num tempo de computação razoável, ainda que contando com modernos recursos de computação. Ademais, erros nos dados primários e parâmetros e muitos outros fatores que não podem ser expressos por formulas matemáticas, todos eles exercem uma grande influência sobre a decisão da alternativa escolhida. Portanto, a solução ótima, do ponto de vista estritamente matemático, pode não ser realmente ótima do ponto de vista da engenharia.

Como foi mencionado anteriormente, o modelo de planejamento de geração inclui basicamente duas partes: a decisão de investimentos em geração e a minimização tanto dos custos totais do sistema como dos custos de produção e interrupção.

A metodologia em geral determina o progresso e a tomada de carga do sistema de geração e, depois, calcula os índices técnicos e econômicos do sistema expandido. As duas partes, antes mencionadas pertencem realmente a um problema unificado. De qualquer modo, a solução direta e simultânea, usando métodos matemáticos e de programação, é difícil, não somente pelo dimensionamento das variáveis de decisão que é muito alto, como também pelo modelo de programação que é não-linear e estocástico.

O planejamento da expansão de geração é um problema de grande porte, onde, na realidade o número possível de esquemas ou alternativas de expansão, a serem avaliados num horizonte determinado, pode aumentar de forma explosiva.

Os algoritmos existentes para se obter uma solução para este tipo de problemas podem ser classificados de forma resumida, num dos seguintes três grupos, sendo todos eles resultado de algumas simplificações e compromissos entre o rigor do modelo matemático e o tempo de computação:

- a) Algoritmos que dividem o problema de planejamento de geração em vários subproblemas ou componentes, os quais são coordenados separadamente. Uma metodologia típica consiste em dividir o planejamento de geração em investimentos e as simulações da otimização da produção. Desta forma, o dimensionamento de cada subproblema ou componente é reduzido e sua solução é mais conveniente para a análise.
- b) Métodos heurísticos que auxiliam as rigorosas metodologias de pesquisa operacional. Entre eles métodos de programação linear, não-linear e programação dinâmica. Neste caso, os algoritmos típicos de pesquisa operacional geralmente requerem grandes recursos e tempo de computação. Portanto, é necessário fazer simplificações nos modelos de maneira que permitam sua aplicação a cada problema em particular para que seja possível encontrar de maneira muito aproximada as soluções ótimas. Estes algoritmos são chamados heurísticos devido às simplificações e modificações que tem sido preciso fazer.

- c) Adoção de suposições e simplificações. As mais freqüentes formas deste grupo são a linearização dos investimentos de geração e a linearização das curvas de consumo de combustíveis ou sua linearização por partes.

É importante mencionar que uma suposição amplamente adotada nos modelos correntes de planejamento de geração é aquela em que toda a carga elétrica e todas as unidades de geração podem ser consideradas numa barra única. O modelo que adota esta suposição é chamado modelo de planejamento de geração de um só nó ou barra única. O programa de planejamento de geração Wien Automatic System Planning Package (*WASP*), da International Atomic Energy Association (*IAEA*), o Westinghouse Interactive Generation Planning (*WIGPLAN*), da American Westinghouse Electrical Company e o programa *MNI* da Electricité de France são todos modelos de planejamento de geração de um só nó. A suposição anterior permite uma grande simplificação nos modelos e algoritmos de planejamento de geração.

A seguir se consideram brevemente algumas técnicas de solução usadas pelas metodologias de otimização para resolver o problema de planejamento de geração [RK94]:

- *Otimização combinatória* - Este processo pode ser formulado como o problema de encontrar uma solução com mínimo custo entre um número muito grande de potenciais soluções. Uma dificuldade inerente a esta metodologia de otimização é que ela requer um esforço computacional muito grande. Existe uma classe de problemas de otimização combinatorial cuja complexidade é tão grande que qualquer algoritmo requer um esforço computacional que cresce superpolinomialmente com o tamanho do problema.
- *Gerar-e-Testar* - Este algoritmo é um procedimento de busca em profundidade, já que soluções completas precisam ser geradas antes de serem testadas. Em sua forma mais sistemática, ele é simplesmente uma busca exaustiva do espaço do problema. Gerar-e-testar, é claro, também opera gerando soluções aleatoriamente mas, neste caso, já não há garantias de que uma solução seja encontrada. Uma maneira de implementar esta metodologia é na forma de árvore de busca em profundidade com retrocesso. Se for provável que algum estado intermediário apareça freqüentemente na árvore, porém, poderá ser melhor modificar o procedimento para que ele percorra um grafo e não uma árvore.

Infelizmente, quando os problemas são difíceis, nem a heurística gerar-e-testar sozinha é uma técnica muito eficiente. Mas, quando combinada com outras técnicas para restringir ainda mais o espaço de busca, e esta técnica pode ser bastante eficaz.

- *Subida de Encosta* - Subida de encosta (*hill climbing*) é uma variação do procedimento gerar-e-testar, na qual a realimentação dos testes é usada para ajudar o gerador a decidir para onde deslocar-se no espaço de busca. Em um procedimento gerar-e-testar puro, a função de teste responde apenas com um sim ou um não. Mas, se a função de teste for incrementada com uma função objetivo que forneça uma estimativa da proximidade que um determinado estado está do estado-meta, o procedimento de geração poderá explorá-lo. Isto é particularmente bom porque normalmente o cálculo da função objetivo pode ser feito quase sem nenhum custo, e ao mesmo tempo em que o teste de uma solução esteja sendo executado.
- *Têmpera Simulada* - A têmpera simulada (*simulated annealing*) é uma nova técnica de busca, usada para encontrar soluções globalmente ideais para problemas combinatórios. Esta metodologia é uma variação da subida de encosta na qual, no início do processo de otimização, podem ser feitos alguns movimentos descendentes (morro abaixo). A idéia é explorar suficientemente todo o espaço do problema logo no início, para que a solução final seja relativamente insensível ao estado inicial. Isto deve diminuir as chances de ficar preso em um máximo local, platô ou cordilheira.

A têmpera simulada como processo computacional moldou-se no processo físico de recozimento, onde substâncias físicas, como os metais, são fundidas (isto é, elevadas a altos níveis de energia) e depois gradualmente resfriadas até alcançar um estado sólido. O objetivo deste processo é produzir um estado final com um mínimo de energia. Deste modo, este processo é um tipo de descida de vale, no qual a função objetivo é o nível de energia. As substâncias físicas, em geral, movem-se de configurações em que o nível de energia é mais alto para configurações em que o nível de energia é mais baixo; portanto, a descida de vale ocorre naturalmente. Mas existe uma certa probabilidade de ocorrer uma transição para um estado de maior energia.

A velocidade com que o sistema é resfriado é chamada de *cronograma de têmpera*. Os processos físicos de têmpera são muito sensíveis ao cronograma de têmpera. Se o resfriamento ocorrer muito rapidamente, formar-se-ão regiões estáveis de alta energia, Em outras palavras, seria alcançado um mínimo local e não um mínimo global. Se, no entanto, for usada uma escala mais lenta, será provável o desenvolvimento de uma estrutura cristalina uniforme, que corresponde a um mínimo global. Mas, se a escala for muito lenta, haverá perda de tempo. Em temperaturas altas, onde são permitidos movimentos essencialmente aleatórios, não acontece nada útil.

Estas propriedades da têmpera física podem ser usadas para definir um processo análogo de têmpera simulada, que pode ser utilizado (embora nem sempre com a mesma eficiência) sempre que a subida de encosta simples também puder ser utilizada. Neste processo análogo, a variação de energia é generalizado de forma a representar não especificamente a mudança de energia , mas, mais genericamente, a mudança no valor da função objetivo, seja ela qual for. O algoritmo da têmpera simulada é em geral um algoritmo de alta qualidade. Em sua natureza é um algoritmo de aleatoriedade e pode ser tratado assintoticamente como um algoritmo de otimização. Mas, em qualquer implementação prática o algoritmo se comporta como um algoritmo de aproximação.

- *Busca pela Melhor Escolha* - A busca pela melhor escolha (*best-first search*), em cada etapa do processo, escolhe o nó mais promissor gerado até o momento. Isto é feito, aplicando-se uma função objetivo apropriada a cada um dos nós gerados. Depois, expande-se o nó escolhido, usando as regras para a geração de seus sucessores. Se um deles for a solução, pode-se encerrar. Se não, todos os novos nós são acrescentados ao grupo de nós gerados até o momento. Novamente, o nó mais promissor é selecionado, e o processo continua. Em geral o que acontece é um pouco de busca em profundidade, quando a ramificação mais promissora é explorada. Mas depois, se a solução não for encontrada, aquela ramificação começará a parecer menos promissora do que uma das ramificações de nível superior que foram ignoradas. Nesse ponto, será explorada a ramificação, agora mais promissora, anteriormente ignorada. Mas a ramificação antiga não é esquecida. Seu último nó permanece no grupo de nós gerados, mas não expandidos. A busca pode voltar a ele sempre que todos os outros nós

ficarem tão ruins que ele novamente passe a ser o caminho mais promissor. Este processo pode continuar até que uma solução seja encontrada.

- *Algoritmos genéticos* - São procedimentos iterativos que mantêm uma população de estruturas que são chamadas possíveis soluções dentro de um domínio específico. Durante cada incremento temporal ou geração, as estruturas da população atual são classificadas como soluções dominantes e sobre as bases dessas avaliações, uma nova população de soluções candidatas são formadas, usando operadores genéticos, tais como reprodução e mutação.

Muitas funções de otimização e métodos de subida de encosta são técnicas que encontram o mais próximo ótimo local, mas falham para encontrar uma solução global, particularmente com funções multínós. Técnicas estatísticas muitas vezes resolvem este problema, mas elas requerem muito tempo de computação e aumentam seu dimensionamento. Os algoritmos genéticos apresentam um comportamento excelente ante estes problemas e usam a informação acumulada para reduzir o espaço de busca e gerar soluções fatíveis.

- *Programação Dinâmica* - É uma técnica matemática usada para fazer uma seqüência de decisões interrelacionadas. Esta metodologia proporciona um procedimento para determinar a combinação ótima de decisão. Em oposição à programação linear, não existe uma formulação matemática padrão para os problemas de programação dinâmica. Os algoritmos de programação dinâmica se comportam como algoritmos de aproximação e a formulação matemática de cada problema deve ser desenvolvida especialmente para cada situação em particular. As características básicas de como a programação dinâmica considera os problemas são:

- ◊ O problema pode ser dividido em estágios, com uma política de decisão em cada estágio.
- ◊ Cada estágio tem um número de estados associados a ele.
- ◊ O efeito da política de decisão em cada estágio é transformar o presente estado num estado associado com o próximo estágio.
- ◊ O procedimento de solução é feito para encontrar sempre uma política ótima.
- ◊ No corrente estado, uma política ótima para os restantes estágios é

independente da política adotada nos estágios prévios.

- A política de solução começa por encontrar a política ótima para o último estágio.
 - Tem-se uma relação recursiva que permite identificar a política ótima para o estágio N , conhecendo a política ótima para o estágio $(N+1)$.
 - Quando se usa esta relação recursiva, o procedimento de solução retorna estágio por estágio cada vez encontrando a política ótima para esse estágio, até que encontra a política ótima começando no estado inicial.
- Uma outra técnica conhecida é a *programação dinâmica probabilística*, que difere da anterior metodologia em que o estado no próximo estágio não está completamente determinado pelo estado e política de decisão do corrente estado. Para isto é necessário conhecer a distribuição de probabilidade de maneira que possa ser possível começar o processo de busca e determinar com certeza onde se encontra o próximo estado. Esta distribuição de probabilidade é completamente determinada pelo estado e a política de decisão no corrente estágio.

Todas as metodologias expostas têm um alto grau de complexidade inerente, tais como alto dimensionamento, resposta multinós, incertezas, etc., e precisam, para sua implantação, de um enorme esforço computacional em adição ao tempo de CPU no computador que é muito grande.

É importante mencionar que nenhuma das metodologias anteriormente expostas foi usada de forma exclusiva no desenvolvimento do presente trabalho, mas foram utilizados conceitos básicos de algumas delas.

5.3 METODOLOGIA PROPOSTA:

Como já foi mencionado, o planejamento da expansão de geração é um problema combinatorial complexo, em que se faz necessário realizar uma busca exaustiva no espaço do problema, mas onde alguns caminhos não são considerados, porque não parece provável que levem a uma solução razoável. Portanto, é necessário restringir ainda mais o espaço de busca, de forma que, quando seja combinado com técnicas de avaliação de custos de produção, custos de interrupção e junto com o conhecimento e a experiência dos planejadores, a metodologia resultante possa ser

bastante eficaz.

Há várias formas para limitar o espaço do problema de planejamento, embora estas restrições não sejam todas aplicáveis a todos os esquemas de planejamento de geração. Ajudam a que só aquelas alternativas com uma alta viabilidade de execução sejam consideradas e, para isto, é preciso considerar, por exemplo, a influência da localização do projeto, sua capacidade, a disponibilidade de combustíveis, seus preços com relação a sua origem, efeitos da inflação, disponibilidade de recursos financeiros para sua construção, restrições sociais e ambientais, condições geográficas e de hidrologia, etc.

Levando em conta os fatos anteriores, o passo seguinte é considerar uma incerteza relativa das estimativas dadas pelo coeficiente de variação β num valor alto, por exemplo 20 - 30 %, com o propósito de fazer um processo de filtragem inicial e obter só aquele espaço de alternativas que resultem técnica e economicamente viáveis.

Em conclusão, o planejamento de geração e sua magnitude somente podem resultar em uma solução mais real, quando estes aspectos primários são levados em conta, logrando-se, desta forma, reduzir a complexidade e o tamanho do problema a avaliar.

É importante considerar que as indústrias fornecedoras de energia estão sendo reestruturadas no mundo inteiro, e a maneira como as decisões dos investimentos no planejamento de sistemas de potência é feita está mudando em suas formas fundamentais. Tradicionalmente, por causa do tamanho e do significado destas decisões, a expansão de sistemas elétricos seguia um programa integrado de desenvolvimento, preparado por uma diretoria de planejamento e baseado sobre a estratégia de expansão de mínimo custo.

Rapidamente esta situação está mudando como resultado da participação do capital privado e o desenvolvimento dos consórcios. Para os investidores privados, pode algumas vezes um projeto recomendado não ser viável ou atrativo, e as razões consideradas podem ser excessivo capital (grandes projetos hidroelétricos), riscos (por exemplo localização, país, disponibilidade de combustíveis), tecnologia (gás, nuclear) ou simplesmente discrepância entre a vida útil de uma usina e o período desejado de recuperação do capital investido por parte dos consórcios privados.

No presente trabalho, desenvolve-se uma metodologia de planejamento da expansão de geração onde os fatos anteriores são considerados e, além disso, onde o conhecimento e a experiência dos planejadores têm um alto grau de participação e intervenção nas decisões, permitindo que tanto fatores técnicos como econômicos e sociais, com grande dificuldade de ser expressos matematicamente, possam ser considerados, na comparação e seleção econômica das alternativas do plano ótimo de expansão.

A metodologia está baseada principalmente na simulação de Monte Carlo seqüencial, na qual se considera a cronologia da operação do sistema e pode-se usar qualquer distribuição para os tempos de residência nos estados da operação dos componentes do 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.

Portanto, a metodologia proposta permite a obtenção satisfatória dos índices de confiabilidade e a determinação exata dos custos do sistema, considerando para isto os investimentos em novos projetos, os custos esperados de produção e os custos de interrupção, e a geração de suas correspondentes funções de distribuição.

As unidades de geração para o atendimento da demanda estimada são comissionadas de forma individual e mantendo seus mínimos técnicos. O critério de ordem de mérito usado é o incremento esperado dos custos de operação, que são calculados usando os custos dos combustíveis e os valores de suas taxas de calor.

A metodologia aproveita a característica dos custos totais do sistema que têm duas componentes dominantes em sua avaliação, os custos de interrupção e os custos de produção, e permite definir para o processo de simulação, que coeficiente de variação β deve ser escolhido como critério de convergência, como já foi explicado no Capítulo III.

A Metodologia avalia os custos de produção e os custos de interrupção para cada alternativa de expansão de forma cronológica, reproduzindo de maneira exata o ciclo completo de uma interrupção e a correspondente operação do sistema; o ano ou horizonte em consideração é simulado muitas vezes de forma consecutiva até que a

incerteza relativa das estimativas dadas pelo coeficiente de variação β seja satisfatória.

Associa-se também um risco ao valor esperado de custo de interrupção para cada ano de estudo e calcula-se a probabilidade de se violar o não o valor deste custo de interrupção estabelecido como valor limite aceitável por ano. Este valor limite de custo aceitável por ano pode variar ano a ano, para cada alternativa em estudo, e seu valor pode ser usado como um indicador dos efeitos econômicos que os cortes de energia produzem sob o setores produtivos da sociedade. A pergunta é: em que anos deverão as unidades de geração ser adicionadas ao sistema de modo a manter um nível aceitável de risco?.

Para verificar a necessidade de se adicionar novas unidades ao sistema, o planejamento de expansão utiliza o critério de custo mínimo, o critério de custo de perda de carga e o risco associado.

O critério de perda de carga e seu risco são avaliados considerando a disponibilidade das unidades de geração e uma determinada porcentagem de incerteza no crescimento da demanda ano ao ano.

A adição de unidades de geração é realizada levando-se em conta diferentes capacidades que podem ser usadas para ajudar a reduzir tanto os custos de interrupção como o nível de risco a valores aceitáveis.

O nível de risco é usado como uma medida de adequação da capacidade do sistema, em anos sucessivos, e sua violação, com relação ao valor de risco estabelecido, determina quando devem ser feitas novas adições de capacidade ao sistema. De qualquer maneira a variação do risco permite ao planejador determinar que alternativa resulta melhor ou pior para a expansão do sistema.

A metodologia proposta é atrativa e simples de ser aplicada para um conjunto relativamente reduzido de alternativas de expansão, onde se deseja calcular exatamente os custos de produção, os custos de interrupção e os índices de confiabilidade associados ao sistema, além do risco de cada esquema.

O caso contrário ocorre com as metodologias normalmente usadas para esta tarefa,

onde os algoritmos são rigorosos e de grande escala; e para sua eficaz aplicação um alto número de aproximações devem ser consideradas e, em sua adaptação o número de possíveis alternativas de expansão pode aumentar de forma considerável de modo a satisfazer as restrições estipuladas no modelo.

Portanto, os modelos tradicionais, precisam de certo modo um grande conhecimento, com o propósito de se fazer uma boa escolha dos valores iniciais dos métodos de busca além das limitações do problema. Isto pode afetar não somente a velocidade de busca, mas também o grau final de otimização e, a solução ótima desde o ponto de vista matemático pode não ser realmente ótima desde o ponto de vista da engenharia.

Aliás, a metodologia proposta neste trabalho considera somente aqueles esquemas com viabilidade técnica e econômica, superando algumas das limitações existentes nas metodologias tradicionais. Calcula e avalia corretamente cada alternativa de expansão e permite uma eficaz e oportuna intervenção da experiência e do conhecimento dos planejadores do sistema.

Isto significa que, uma nova forma de planejar, que envolve a introdução de sistemas inteligentes baseados no conhecimento humano aplicado às metodologias de planejamento da expansão, está emergindo, permitindo mais exatidão e objetividade no processo de decisão e seleção de alternativas de expansão.

5.4 MODELAGEM DA INCERTEZA NA DEMANDA

A carga do sistema é representada por sua curva de carga cronológica horária. A carga é mudada discretamente a cada hora do período de estudo e permanece constante durante essa hora do intervalo de tempo.

A incerteza na carga pode ser estimada dividindo a função de distribuição da probabilidade da carga em intervalos de classe, cujo número depende da exatidão desejada. A área de cada intervalo de classe representa a probabilidade de que a carga assuma o valor médio desse intervalo. Para efeitos práticos, tem sido considerado de uma forma razoável, que a incerteza na carga pode ser descrita por uma distribuição normal. A distribuição pode ser dividida num determinado número discreto de intervalos de classe. A carga é representada pelo ponto médio do

intervalo de classe e pela probabilidade correspondente a esse intervalo de classe.

No presente trabalho a distribuição normal considero-se dividida em sete intervalos como se ilustra na Figura 5.2.

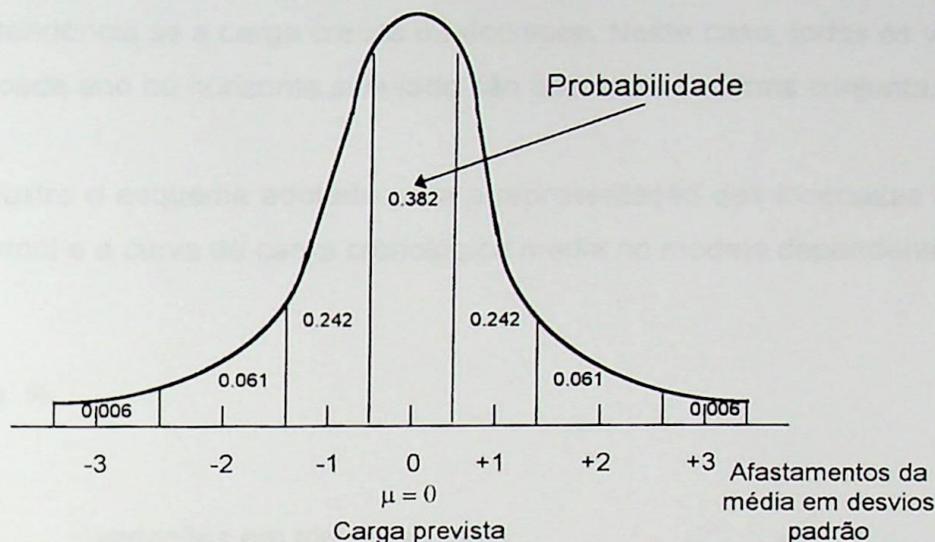


Figura 5.2 - Distribuição Normal aproximada por sete intervalos de classe.

Uma aproximação similar pode ser usada para representar uma distribuição não simétrica se fosse necessário; aproximação por cenários. Existe uma pequena diferença nos resultados obtidos entre a representação da distribuição da incerteza da carga por sete intervalos de classe ou por quarenta e nove. O erro é dependente, principalmente, dos níveis de capacidade do sistema.

Para a introdução das incertezas da carga na metodologia proposta no presente trabalho, foram considerados os seguintes modelos:

Modelo Correlacionado ou Dependente - Neste modelo, para a representação das incertezas na carga foi adotada uma dispersão em torno da média, baseada numa distribuição normal com sete intervalos de classe.

A escolha ou não de um determinado intervalo de classe, para levar em conta sua dispersão em relação à média, é determinada por sua probabilidade de ocorrência e, para isto, é usada uma função geradora de números aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo [0,1]. Deste modo são determinados os números de desvios

padrões da média a serem considerados durante cada ano ou horizonte de simulação.

Neste modelo, esta incerteza é mantida nesse mesmo valor cada vez que um ano ou horizonte é simulado e, desta forma o modelo garante uma correlação ou dependência na variação da carga com relação aos anos anteriores, mantendo-se desta forma a tendência se a carga cresce ou decresce. Neste caso, todos os valores da carga para cada ano ou horizonte simulado são alterados de forma conjunta.

A Figura 5.3, ilustra o esquema adotado para a representação das incertezas com a distribuição normal e a curva de carga cronológica média no modelo dependente.

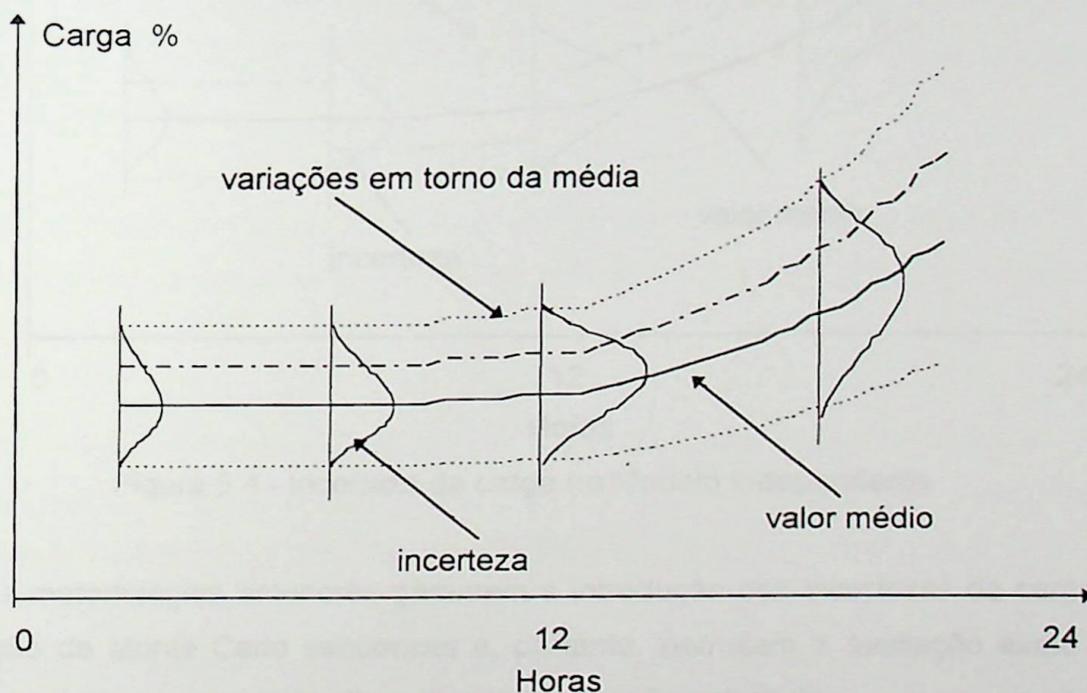


Figura 5.3 - Incerteza da carga no Modelo Dependente

Modelo Não Correlacionado ou Independente - Este modelo basicamente usa a mesma filosofia do modelo correlacionado, só que as incertezas durante cada ano ou horizonte de simulação não são mantidas no mesmo valor anterior, são determinadas cada vez e, portanto, não se mantém o mesmo valor cada vez que um ano ou horizonte é simulado.

Nesta metodologia existe uma independência na variação da carga de um ano para outro e, ainda que a tendência de crescimento ou decrescimento da carga seja mantida, não existe uma continuidade em sua variação, mas se garante uma

dispersão em torno à média baseada na distribuição normal.

A figura 5.4, ilustra o esquema adotado no modelo independente. Esta metodologia, em realidade, não foi aplicada aos casos estudados no presente trabalho, mas sua implementação foi realizada totalmente e está pronta para ser usada na seleção e comparação econômica entre alternativas de expansão.

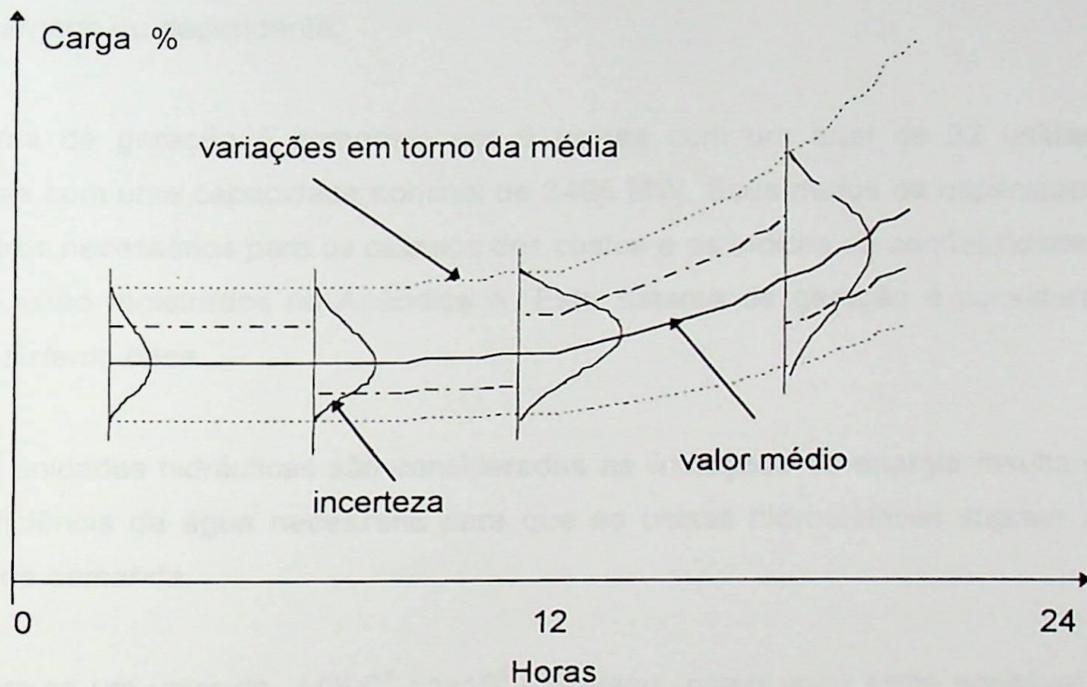


Figura 5.4 - Incerteza da carga no Modelo Independente

As duas metodologias anteriores garantem a introdução das incertezas da carga na simulação de Monte Carlo seqüencial e, portanto, permitem a avaliação exata dos custos do sistema para cada alternativa de expansão estudada.

A seguir se apresentam os resultados obtidos nas simulações realizadas no sistema teste do IEEE-RTS.

5.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O algoritmo proposto foi usado na determinação do plano ótimo da expansão do sistema do IEEE-RTS, considerando um horizonte de estudo de dez (10) anos, período de tempo este que permite definir, dimensionar e desenvolver com antecedência os projetos necessários para a expansão do sistema.

O modelo de carga fornece valores horários para um ano, representados de forma cronológica para o modelo padrão de um dia, uma semana e estações do ano. O pico anual de carga considerado para o primeiro ano ou ano base é de 2850 MW que corresponde ao *pico base de carga*.

A demanda assumida é a que tem um 5% de aumento ao ano, com uma incerteza Gaussiana Normal relativa à média de 1%, e seu comportamento segue o *modelo correlacionado* ou dependente.

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 custos e os índices de confiabilidade do sistema estão registrados no Apêndice A. Este sistema de geração é considerado como o *sistema base*.

Para as unidades hidráulicas são consideradas as limitações de energia resultantes da insuficiência da água necessária para que as usinas hidroelétricas supram sua parcela da demanda.

Considera-se um valor de $LOLC^a = 1 \times 10^6$ US \$/ano, como valor limite aceitável de custo de perda de carga para o primeiro ano e, assume-se que este limite tem um aumento de 10% por ano como conseqüência econômica da inflação.

O risco ou a probabilidade deste limite definido a "priori" de ser violado, é considerado também como de 10%. A questão a ser respondida é: em quais anos deverão novas unidades geradoras ser colocadas em operação no sistema, de modo a satisfazer os valores definidos anteriormente

A metodologia utilizada para avaliar este problema de expansão foi a *Convergência Periódica ou por Horizontes*. Na Tabela 5.1 apresentam-se os resultados obtidos para o sistema, no caso de não se realizar nenhuma expansão no sistema. Este procedimento fornece uma informação importante em relação com o estado do sistema e permite definir algumas heurísticas de solução ao problema de expansão.



Tabela 5.1

Sistema de Geração do IEEE - RTS sem Expansão

Ano	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Pico de carga $\mu = 5\%$, $\sigma = 1\%$ (MW)	Risco (%)
1	-	3405.0	2850.00	30.83
2	-	3405.0	2992.50	66.00
3	-	3405.0	3142.13	89.32
4	-	3405.0	3299.23	99.60
5	-	3405.0	3464.19	100.00
6	-	3405.0	3637.40	100.00
7	-	3405.0	3819.27	100.00
8	-	3405.0	4010.24	100.00
9	-	3405.0	4210.75	100.00
10	-	3405.0	4421.29	100.00

Dos resultados observa-se que o risco de 10%, estabelecido como limite aceitável para cada ano do horizonte de expansão, não se cumpre, e nestas condições a expansão do sistema deve-se começar desde o primeiro ano do horizonte de estudo.

Para realizar o processo de expansão é necessário definir que tipo de unidades de geração deverão ser adicionadas ao sistema. Neste caso, foram consideradas unidades com as mesmas características das já existentes.

Depois de efetuar alguns testes de sensibilidade, encontra-se que o sistema melhora seus níveis de risco até valores aceitáveis, para o primeiro e segundo ano, com as seguintes combinações de capacidades:

Unidades Hidráulicas : 5X50 MW.

Unidades Térmicas : 3X100 MW, 1X350 MW e 2X155 MW.

As Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam os resultados da inclusão das anteriores combinações de capacidades e seus efeitos sobre o comportamento do sistema para um determinado nível de risco considerado como aceitável:

Tabela 5.2

Resultados da Adição de Unidades de 50 MW e 100 MW Ano 1

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	5x50	3655.0	7.50	3x100	3705.0	2.50
2	2992.50	-	3655.0	45.00	-	3705.0	12.50
3	3142.13	-	3655.0	65.00	-	3705.0	22.50
4	3299.23	-	3655.0	82.50	-	3705.0	40.00
5	3464.19	-	3655.0	100.00	-	3705.0	82.5
6	3637.40	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
7	3819.27	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
8	4010.24	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
9	4210.75	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
10	4421.29	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00

Tabela 5.3

Resultados da Adição de Unidades de 350 MW e 155 MW Ano 1

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	1x350	3755.0	4.44	2x155	3715.0	2.22
2	2992.50	-	3755.0	8.88	-	3715.0	2.22
3	3142.13	-	3755.0	24.44	-	3715.0	33.33
4	3299.23	-	3755.0	46.66	-	3715.0	55.55
5	3464.19	-	3755.0	91.11	-	3715.0	82.22
6	3637.40	-	3755.0	97.78	-	3715.0	97.77
7	3819.27	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
8	4010.24	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
9	4210.75	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
10	4421.29	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00

Das Tabelas observa-se, que os esquemas, que apresentam melhores resultados para o sistema, correspondem às combinações de 2x155 MW e 1x350 MW, logrando-se manter os níveis de risco inferiores a 10%, pelo menos durante dois anos consecutivos.

O esquema de 3x100 MW pode ser uma boa opção de expansão que deve ser considerada, já que o risco para o segundo ano só foi violado numa pequena proporção. Aliás, o esquema de 5X50 MW permite uma boa resposta ao sistema só durante um ano e, portanto, sua viabilidade técnica resulta de difícil implantação. Além disso estas unidades apresentam limitações energéticas

Os resultados dos custos obtidos para o sistema no primeiro ano de expansão com cada uma destas combinações de geração se apresentam na Tabela 5.4.

Tabela 5.4

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 1

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^9$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^9$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^9$)	Alternativa 4 (US\$ $\times 10^9$)
Esquema	5x50 MW	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.1963	2.4224	2.2527	2.2711
Custo de Interrupção	2.3172	0.9855	0.8907	0.9270
Investimentos	0.3110	0.3966	0.5783	0.5122
Custo Total	4.8245	3.8045	3.7218	3.7104

Desta Tabela pode observar-se que a Alternativa 1 apresenta os menores custos de produção e os menores investimentos, mas os custos de interrupção são muito altos comparados com as outras alternativas o que resulta em maiores custos totais.

A alternativa No 4, apresenta o menor Custo Total no sistema e, portanto, *o esquema de 2X155 MW resulta na melhor alternativa de expansão durante os dois primeiros anos do horizonte de estudo*. O esquema anterior é adicionado ao sistema e o processo de busca continua para os outros anos do horizonte de estudo. Como resultado do anterior as combinações térmicas de 3X100 MW, 1X350 MW e 2X155 MW serão os esquemas escolhidos para avaliar a expansão dos restantes anos do cenário de estudo.

A *Primeira Heurística* empregada consiste em encontrar uma combinação de unidades geradoras que produza o mínimo custo total no sistema e ao mesmo tempo permita ter o maior número de anos consecutivos sem violar o risco estabelecido de 10%. Esta metodologia será aplicada durante todo o processo de comparação e seleção de alternativas de expansão.

A Tabela 5.5 apresenta as informações relacionadas com os custos dos investimentos das unidades geradoras escolhidas no programa de expansão.

Tabela 5.5
Custos Relativos aos Investimentos

Investimentos	Valor	Tipo
kW instalado unidades de 155 e 350 MW	1500 US \$/kW	Carvão
kW instalado unidades de 100 MW	1200 US \$/kW	Óleo
Taxa anual de desconto	10 %	-
Vida útil das unidades	25 anos	-

Da Tabela 5.3 se observa que a partir do ano três (3) é necessário fazer novos investimentos em geração e procurar o esquema que produza o mínimo custo total e reduza, além disso, os níveis de risco a valores inferiores ao limite aceitável de 10%. O procedimento de busca da melhor combinação é, então, o mesmo aplicado ao sistema no primeiro ano.

As Tabelas 5.6 e 5.7 apresentam os resultados obtidos para a expansão do sistema no ano três (3).

Tabela 5.6
Resultados da Adição de Unidades de 350 MW e 100 MW Ano 3

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	3.52	2x155	3715.0	4.76
2	2992.50	-	3715.0	8.45	-	3715.0	7.14
3	3142.13	3x100	4015.0	2.13	1x350	4065.0	1.58
4	3299.23	-	4015.0	9.15	-	4065.0	5.55
5	3464.19	-	4015.0	16.19	-	4065.0	26.98
6	3637.40	-	4015.0	45.07	-	4065.0	45.23
7	3819.27	-	4015.0	84.50	-	4065.0	79.36
8	4010.24	-	4015.0	99.29	-	4065.0	99.20
9	4210.75	-	4015.0	100.00	-	4065.0	100.00
10	4421.29	-	4015.0	100.00	-	4065.0	100.00

Tabela 5.7

Resultados da Adição de Unidades de 155 MW Ano 3

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.02
2	2992.50	-	3715.0	6.63
3	3142.13	2x155	4025.0	3.57
4	3299.23	-	4025.0	3.57
5	3464.19	-	4025.0	13.26
6	3637.40	-	4025.0	48.46
7	3819.27	-	4025.0	87.75
8	4010.24	-	4025.0	98.46
9	4210.75	-	4025.0	100.00
10	4421.29	-	4025.0	100.00

Os resultados dos custos obtidos para o sistema com cada uma destas combinações de geração no ano três (3) se apresentam na Tabela 5.8.

Tabela 5.8

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 3

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US\$ $\times 10^9$)	Alternativa 2 (US\$ $\times 10^9$)	Alternativa 3 (US\$ $\times 10^9$)
Esquema	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.3088	2.1978	2.2146
Custo de Interrupção	0.1738	0.1941	0.1831
Investimentos	0.8295	0.9749	0.9221
Custo Total	3.3122	3.3670	3.3198

A alternativa 1, apresenta o menor Custo Total no sistema e, portanto, o esquema de 3X100 MW resulta na melhor alternativa de expansão durante os anos 3 e 4 do horizonte de estudo. O esquema anterior é adicionado ao sistema e o processo de busca continua para os outros anos do horizonte de expansão.

Neste processo de busca continua-se aplicando a mesma heurística anterior, como se pode observar nos resultados obtidos no Apêndice C, e encontra-se que é necessário fazer novas adições de unidades geradoras nos anos 5, 7 e 9.

A Figura 5.5 apresenta o processo de expansão em cada estágio e as combinações das unidades geradoras estudadas para cada estado, de forma a determinar as possíveis alternativas de custo mínimo e menor risco por ano, que permitirão encontrar a solução ótima do sistema. Nesta Figura se mostra também a solução ótima encontrada para o sistema em estudo.

O esquema ótimo encontrado em cada estágio é adicionado ao sistema e o processo de busca continua para cada ano ainda não avaliado até que todos os anos do horizonte de expansão sejam estudados. Esta metodologia permite a determinação da alternativa de expansão mais econômica para o sistema nos próximos dez (10) anos.

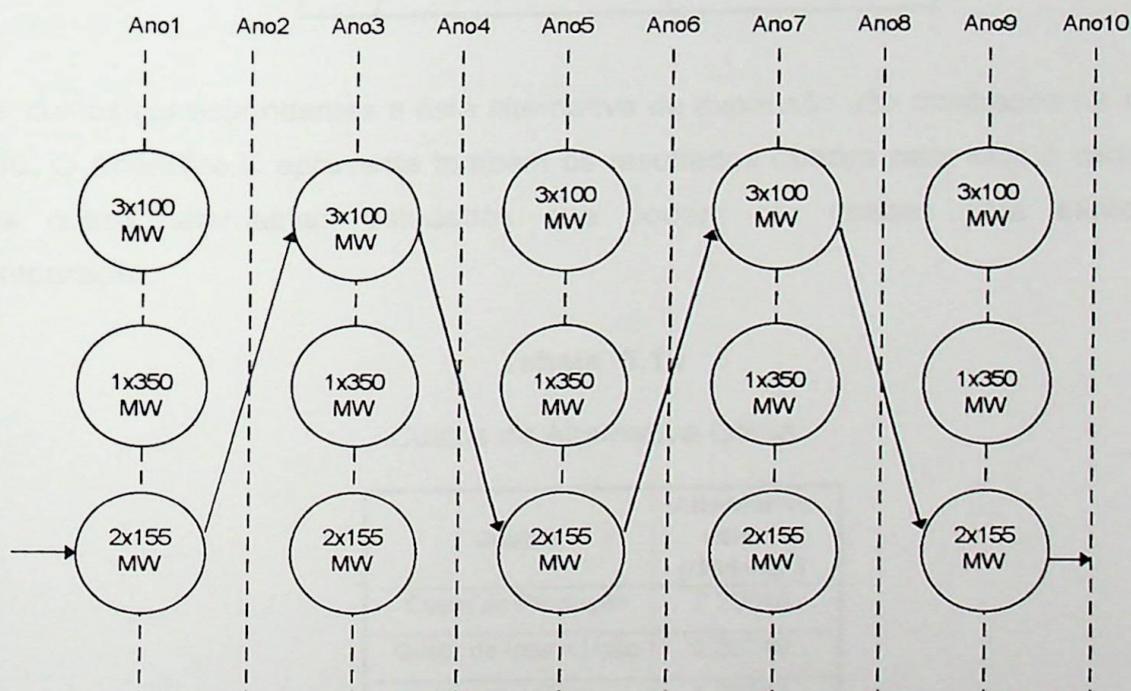


Figura 5.5 - Processo de Expansão e Avaliação da Alternativa mais Econômica

Os resultados encontrados para a solução ótima ou esquema de menor custo são apresentados na Tabela 5.9. Destes resultados se pode concluir que o risco encontrado para cada ano é menor que o 10% estabelecido como limite, permitindo que nestas condições os custos de interrupção do sistema sejam muito reduzidos e representem só o 0.095% do custo total, o restante 99.90% estão representados nos custos de produção e investimentos como observa-se na Tabela 5.10

Tabela 5.9

Resultados do Esquema Ótimo de Expansão

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.96
2	2992.50	-	3715.0	5.88
3	3142.13	3x100	4015.0	0.00
4	3299.23	-	4015.0	7.84
5	3464.19	2x155	4325.0	0.00
6	3637.40	-	4325.0	7.84
7	3819.27	3x100	4625.0	1.96
8	4010.24	-	4625.0	3.92
9	4210.75	2x155	4935.0	0.00
10	4421.29	-	4935.0	5.88

Os custos correspondentes a esta alternativa de expansão são mostrados na Tabela 5.10. O Apêndice C apresenta também os resultados obtidos para esta e cada uma das outras alternativas estudadas que podem ser usadas para efeitos de comparação.

Tabela 5.10

Custos da Alternativa Ótima

Custos	Alternativa ótima (US\$ $\times 10^9$)
Custo de Produção	2.23640
Custo de Interrupção	0.00349
Investimentos	1.39801
Custo Total	3.63790

Uma Segunda Heurística utilizada para encontrar a alternativa ótima de expansão no sistema consiste em usar as probabilidades ou porcentagens de risco obtidas para aqueles anos onde uma determinada combinação de unidades geradoras melhora o risco, de forma a ponderar o custo total do sistema, e escolher como a melhor opção de expansão aquela combinação de unidades de geração que menor custo ponderado produz. A tabela 5.11 mostra os resultados obtidos, aplicando a metodologia anterior para o caso da expansão do sistema no ano 1.

Tabela 5.11

Expansão por Custos Ponderados Ano 1

Esquema	Custo Total (US\$ $\times 10^9$)	Ano	Risco (%)	Risco Total (%)	Custo Ponderado (US\$ $\times 10^9$)
3x100 MW	3.8045	1	2.50		-
		2	12.50	15.00	0.5706
1x350 MW	3.7218	1	4.44		-
		2	8.88	13.32	0.4957
2x155 MW	3.7104	1	2.22		-
		2	2.22	4.44	0.1647

Dos resultados anteriores se pode concluir que a melhor combinação para a expansão do sistema no ano 1, corresponde ao esquema de menor custo ponderado, neste caso, a configuração 2x155 MW. Esta heurística foi aplicada novamente, durante todo o processo de expansão, encontrando-se uma outra alternativa muito próxima à solução ótima encontrada inicialmente com a primeira heurística. A Figura 5.6 ilustra este processo.

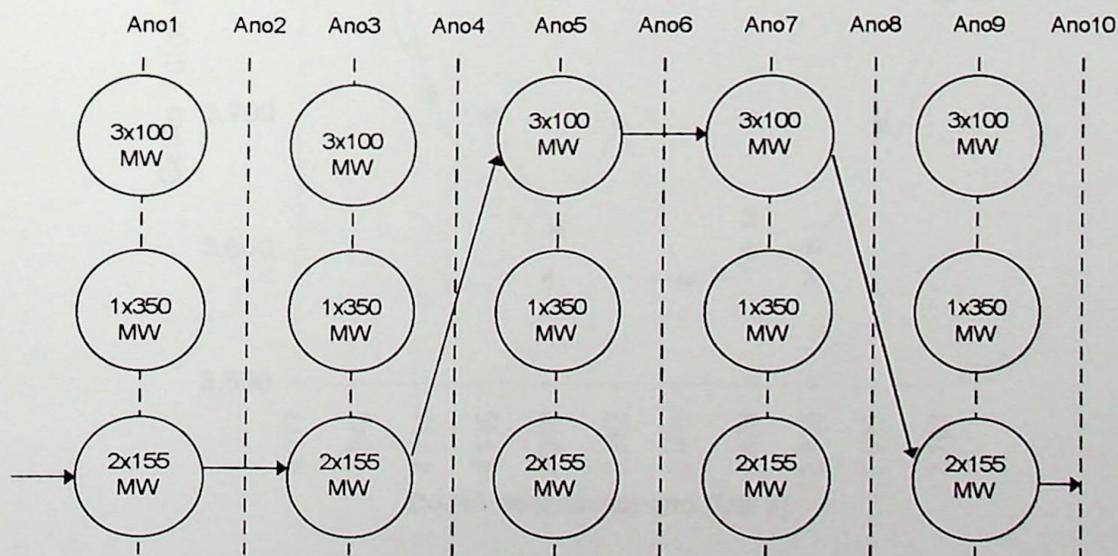
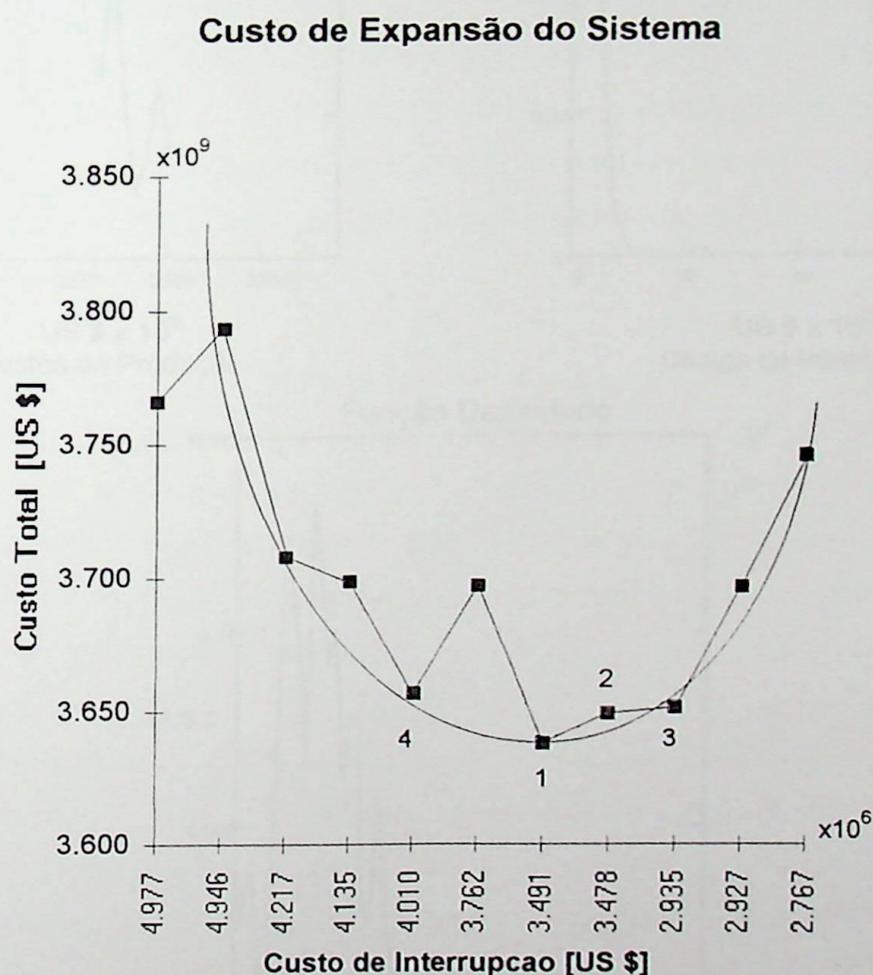


Figura 5.6 - Processo de Expansão por Custos Ponderados

Outras possíveis alternativas de expansão foram avaliadas com o propósito de comparar os resultados encontrados e, ter certeza de que as soluções encontradas

correspondem aos mínimos da função custo total ou, em caso contrario, garantir que a solução encontrada está muito próxima do mínimo. Veja-se o apêndice C.

A Figura 5.7 ilustra o processo de busca e o comportamento da função custo total para os diferentes valores do custo de interrupção obtidos em cada uma das alternativas avaliadas. Esta Figura mostra também o ponto mínimo da função custo total, determinado para o sistema e correspondente à alternativa que produz a expansão ótima. São ilustradas outras alternativas resultado de modificações feitas sob as soluções encontradas inicialmente a partir das heurísticas estabelecidas.



- 1) Alternativa determinada com a primeira heurística
- 2) Alternativa determinada com a segunda heurística
- 3) Alternativa determinada a partir de modificações de 2)
- 4) Alternativa determinada a partir de modificações de 1)

Figura 5.7 - Expansão Ótima do Sistema

A Figura 5.8 mostra as funções de densidade dos custos do sistema correspondentes à alternativa ótima de expansão.

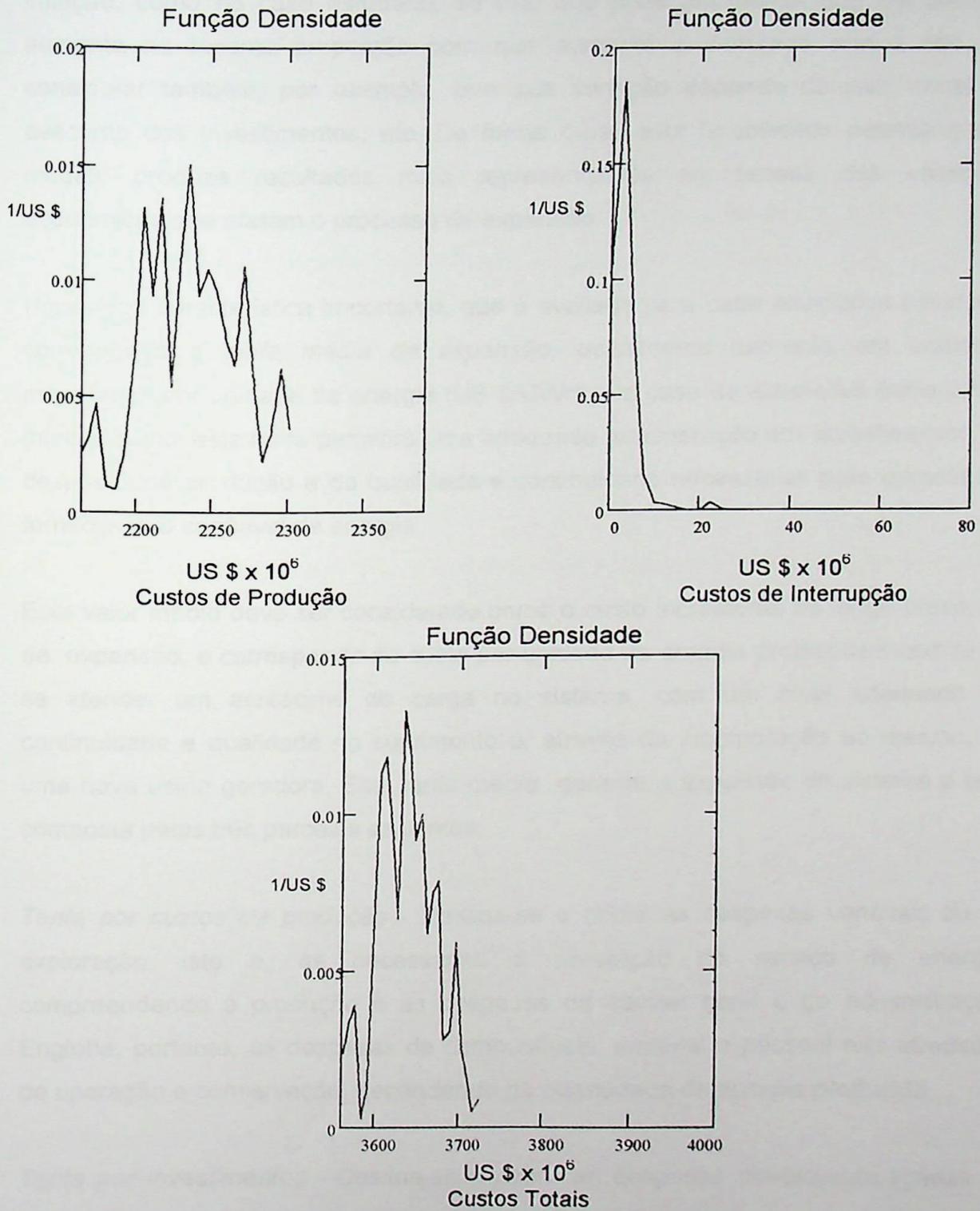


Figura 5.8 - Funções de Densidade de Probabilidade dos Custos para o Sistema IEEE-RTS Alternativa Ótima (horizonte de expansão 10 anos)

É importante mencionar que o valor considerado de $LOLC^a = 1 \times 10^6$ US \$/ano, assumido como valor limite aceitável de custo de perda de carga para o primeiro ano do horizonte da expansão, pode ser aumentado, considerando não só os efeitos da inflação, como no caso estudado, se não que pode assumir-se que ele também aumenta na mesma proporção com que aumenta a demanda ano a ano, ou considerar também, por exemplo, que sua variação depende da taxa anual de desconto dos investimentos, etc. De forma geral, esta flexibilidade permite que o modelo produza resultados mais representativos em termos das variações econômicas que afetam o processo de expansão.

Uma outra característica importante, que é avaliada para cada alternativa estudada, corresponde à *tarifa média de expansão*, usualmente expressa em unidades monetárias por unidade de energia (US \$/MWh). No caso da alternativa ótima ou de mínimo custo, esta tarifa permitirá uma adequada remuneração dos investimentos, as despesas de produção e da qualidade e continuidade necessárias para garantir um fornecimento confiável de energia.

Este valor médio deve ser considerado como o custo incremental de longo prazo, ou de expansão, e corresponde ao custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema, com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento e, através da incorporação ao mesmo, de uma nova usina geradora. Esta tarifa média garante a expansão do sistema e está composta pelas três parcelas seguintes:

Tarifa por custos de produção - Destina-se a cobrir as despesas variáveis ou de exploração, isto é, as necessárias à prestação do serviço de energia, compreendendo a produção e as despesas de caráter geral e de administração. Engloba, portanto, as despesas de combustíveis, material e pessoal nas atividades de operação e conservação, dependendo da quantidade de energia produzida.

Tarifa por investimentos - Destina-se a cobrir as despesas diretamente ligadas ao custo do investimento, tais como remuneração do investimento, reserva de depreciação e amortização, que independem da quantidade de energia produzida

É importante mencionar que o valor considerado de $LOLC^a = 1 \times 10^6$ US \$/ano, assumido como valor limite aceitável de custo de perda de carga para o primeiro ano do horizonte da expansão, pode ser aumentado, considerando não só os efeitos da inflação, como no caso estudado, se não que pode assumir-se que ele também aumenta na mesma proporção com que aumenta a demanda ano a ano, ou considerar também, por exemplo, que sua variação depende da taxa anual de desconto dos investimentos, etc. De forma geral, esta flexibilidade permite que o modelo produza resultados mais representativos em termos das variações econômicas que afetam o processo de expansão.

Uma outra característica importante, que é avaliada para cada alternativa estudada, corresponde à *tarifa média de expansão*, usualmente expressa em unidades monetárias por unidade de energia (US \$/MWh). No caso da alternativa ótima ou de mínimo custo, esta tarifa permitirá uma adequada remuneração dos investimentos, as despesas de produção e da qualidade e continuidade necessárias para garantir um fornecimento confiável de energia.

Este valor médio deve ser considerado como o custo incremental de longo prazo, ou de expansão, e corresponde ao custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema, com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento e, através da incorporação ao mesmo, de uma nova usina geradora. Esta tarifa média garante a expansão do sistema e está composta pelas três parcelas seguintes:

Tarifa por custos de produção - Destina-se a cobrir as despesas variáveis ou de exploração, isto é, as necessárias à prestação do serviço de energia, compreendendo a produção e as despesas de caráter geral e de administração. Engloba, portanto, as despesas de combustíveis, material e pessoal nas atividades de operação e conservação, dependendo da quantidade de energia produzida.

Tarifa por investimentos - Destina-se a cobrir as despesas diretamente ligadas ao custo do investimento, tais como remuneração do investimento, reserva de depreciação e amortização, que independem da quantidade de energia produzida

Tarifa por custos de interrupção - Esta parcela pode ser interpretada de duas formas a seguir : Uma corresponde ao valor que os consumidores deveriam pagar por terem um sistema com um determinado nível de confiabilidade. A outra interpretação seria o preço que os consumidores deveriam receber das empresas quando o valor das interrupções atinge um determinado nível considerado não aceitável. Esta parcela na verdade, opera como um seguro, que deve cobrir tanto as reclamações por parte dos usuários às empresas, ou estas cobrar aos usuários, pela manutenção de um adequado nível de qualidade e confiabilidade no suprimento. É interessante mencionar que esta parcela, no caso de um sistema bem planejado, tende a ser um valor muito pequeno e os efeitos desse bom planejamento se refletem só nas tarifas médias correspondentes aos investimentos e os custos de produção.

Este procedimento de desagregação permite obter uma estrutura tarifaria que associa a cada consumidor sua correspondente participação nos custos efetivamente ocorridos, no atendimento de suas necessidades energéticas e de potência, com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento.

A Tabela 5.12 mostra as tarifas médias correspondentes à alternativa de expansão de mínimo custo obtida para o sistema do IEEE-RTS. Deve-se observar que o valor econômico atual correspondente ao parque gerador existente no foi considerado.

Tabela 5.12

Tarifas Médias da Alternativa Ótima

Tarifas Médias	US \$/ MWh	(%)
Tarifa Média de Produção	11.631	61.47
Tarifa Média por Interrupção	0.0181	0.095
Tarifa Média por Investimentos	7.2712	38.43
Tarifa Média de Expansão	18.9203	100.0

É interessante mencionar que estes valores tarifários foram determinados a partir do estabelecimento de um limite o risco por ano, considerado como aceitável para garantir um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento de energia e potência aos consumidores. O custo de interrupção reflete os prejuízos que incidem sobre os consumidores quando a empresa de energia elétrica não é capaz de atender a sua demanda. O custo de suprimento (investimentos e produção) se reflete nos consumidores através das tarifas de energia. Se as empresas de energia

elétrica reduzem o seu custo de suprimento com a redução de confiabilidade, seja diminuindo a reserva, permitindo a deterioração dos equipamentos existentes, ou adiando investimentos, o custo de interrupção incorrido pelos consumidores aumenta. Por outro lado, as empresas podem aumentar a confiabilidade do sistema diminuindo o prejuízo aos consumidores com as interrupções, entretanto são necessários novos investimentos, o que resulta num aumento do custo de suprimento.

Neste caso existe um compromisso entre os custos de interrupção e os investimentos, permitindo que as empresas possam considerar diferentes políticas e estratégias de qualidade no suprimento. Portanto, a situação pode ser estabelecer maiores riscos o que resulta em maiores custos de interrupção e pode gerar menores investimentos. Assim, é possível estabelecer uma política para considerar como objetivo um percentual dos custos totais como limite máximo da parcela de custos de interrupção e, atingir somente certos usuários de forma a garantir que esta parcela não ultrapasse o valor definido como objetivo. Embora, por um lado esta seja uma forma de aliviar o impacto econômico que uma alternativa de expansão produz numa empresa, por outro não permite cumprir com os objetivos de qualidade e continuidade no suprimento aos usuários.

Algumas empresas podem adotar políticas ainda mais drásticas, por exemplo, não considerar limites ou riscos que permitam garantir uma confiabilidade mínima anual, e considerar que a parcela de custos de interrupção só tem um impacto no sistema quando atinge usuários comerciais ou industriais

Porém, quaisquer que sejam as decisões tomadas e as políticas estabelecidas pelas empresas de energia, é importante lembrar que a energia elétrica é um produto. e por suas características especiais de uso, deve-se garantir seus critérios de qualidade e continuidade.

5.6 CONCLUSÕES

Uma nova metodologia de planejamento pelo plano de custo mínimo, que garante a determinação do nível ótimo de confiabilidade, considerando as decisões de expansão das empresas de energia e os aspectos econômicos, que relacionam de forma explícita estas decisões com o consumidor e com as interrupções e a qualidade no fornecimento, foi apresentada neste capítulo.

Na metodologia proposta podem-se distinguir os seguintes aspectos:

- Somente aqueles esquemas com viabilidade técnica e econômica são considerados,
- O conhecimento e a experiência dos planejadores têm um alto grau de participação e intervenção nas decisões, permitindo que tanto fatores técnicos, como econômicos e sociais, com grande dificuldade de ser expressos matematicamente, possam ser considerados,
- Conseguem-se obviar muitas das limitações existentes nas metodologias tradicionais, logrando-se um adequado balanço entre eficiência e eficácia e mantendo a flexibilidade e a precisão da simulação Monte Carlo seqüencial,
- Calcula e avalia corretamente cada alternativa de expansão e permite uma eficaz e oportuna intervenção da experiência e do conhecimento dos planejadores do sistema no processo de planejamento.

A determinação das tarifas médias de expansão calculadas, a partir desta metodologia, devem proporcionar às empresas um adequado procedimento de desagregação e tarifação de forma que permita a remuneração tanto dos investimentos realizados, como das despesas de produção e da qualidade e continuidade necessárias para garantir um fornecimento confiável de energia a seus consumidores.

CAPITULO VI

CONCLUSÕES

O objetivo básico do planejamento da expansão de geração é determinar quando, onde e que tipo e número de novas unidades de geração devem ser instaladas no sistema, de modo a satisfazer as necessidades energéticas e de potência dos consumidores, com os menores custos possíveis e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento. Este objetivo envolve três aspectos básicos: economia, adequação e confiabilidade na entrega de energia aos usuários.

A determinação do plano ótimo de expansão deve corresponder ao melhor balanço entre custos e confiabilidade, levando em consideração a demanda estimada sob certas condições de incerteza. Estas condições de incerteza são resultado das condições futuras de operação (variação e crescimento da carga, disponibilidade de equipamentos), atividades sociais (impacto ambiental, restrições ambientais, tempos de construção) e atividades de tipo econômico (crescimento da economia, custos de combustíveis, juros e restrições financeiras).

Na avaliação econômica de um plano de expansão, em particular, é essencial que as seguintes parcelas sejam consideradas de modo a poder determinar seu Custo Total e poder fazer o processo de comparação e seleção dos projetos que integrarão o plano ótimo de expansão:

- . Custos de produção
- . Custos de interrupção
- . Investimentos

O plano ótimo de expansão deve, então, minimizar o somatório dos custos de investimento, do valor esperado dos custos de produção 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.

Uma metodologia apropriada para o planejamento da expansão deve levar em consideração não somente os aspectos econômicos e de adequação, se não também, os limites de confiança associados aos índices de confiabilidade do sistema de modo a se ter uma decisão mais segura.

Neste trabalho é apresentada uma metodologia de planejamento de geração, usando *modelos estocásticos*, baseados em *simulação cronológica* ou *seqüencial*, que faz a amostragem das variáveis de interesse, durante períodos de tempo claramente definidos e, que permite capturar os aspectos aleatórios resultantes, tanto das flutuações de carga como da disponibilidade de unidades de geração e levar em conta as considerações dependentes do tempo (cortes de carga), usando para isto as técnicas da Simulação de Monte Carlo. Esta metodologia permite também gerar as funções de distribuição, correspondentes a cada variável de interesse, e determinar, com exatidão, os custos de produção e os custos de interrupção, além dos índices de confiabilidade associados às barras e ao sistema. As principais contribuições e conclusões são descritas a seguir:

- Foi desenvolvida uma metodologia que determina de forma exata as parcelas relativas aos custos de produção do sistema e ao índice de confiabilidade LOLC (Loss of Load Cost), que fornece todas as informações necessárias sobre os aspectos econômicos que relacionam as interrupções no fornecimento e os consumidores, usando para isto as técnicas de Simulação de Monte Carlo seqüencial.
- Foi introduzida uma nova metodologia de planejamento pelo custo mínimo que procura minimizar o somatório dos custos de investimento, produção e de interrupção e considera as decisões de expansão das empresas de energia e os aspectos econômicos que relacionam, de forma explícita estas decisões com o consumidor e com as interrupções e a qualidade no atendimento de suas necessidades energéticas e de potência.

- A fim de tornar o processo de planejamento de geração mais real e, conseqüentemente, mais convincente para os diretores e gerentes das empresas de energia, a metodologia, proposta neste trabalho, permite definir previamente como dados de entrada, o valor do índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não se atingir este valor, expresso como uma probabilidade ou porcentagem, podendo, portanto, usar estes parâmetros para seleção e comparação econômica das alternativas de expansão no processo de planejamento.
- Foi desenvolvida uma metodologia de planejamento da expansão de geração, onde o conhecimento e a experiência dos planejadores têm um alto grau de participação e intervenção nas decisões, permitindo uma avaliação mais clara e objetiva no processo de comparação e seleção econômica das alternativas do plano ótimo de expansão.
- Das simulações feitas com o sistema teste IEEE - RTS, pode-se afirmar que o custo total para pequenas variações, tanto de carga como das taxas de falha (λ) e de reparo (μ), é dependente basicamente dos custos de produção do sistema e, para variações maiores destes parâmetros, o LOLC tem um efeito significativamente grande sobre o custo total. Esta transição de dependência do custo total é utilizada para trabalhar com o coeficiente de convergência β do custo de produção para pequenos aumentos tanto da carga como de λ , e μ , e com o coeficiente β do LOLC para variações maiores destes parâmetros. Esta característica oferece uma grande vantagem para as técnicas de simulação, porque permite tomar como critério de convergência, para sistemas robustos ou com poucas falhas, o β do custo de produção e, para sistemas pouco robustos ou com muitas falhas, o β do LOLC.
- Considerando a anterior conclusão, podemos estabelecer também que para os casos donde os custos de produção tem um efeito significativamente grande sobre os custos totais do sistema, é possível então trabalhar com o coeficiente β dos custos totais como critério de convergência, em vez de se usar o coeficiente β dos custos de produção.

- Outros aspectos importantes, associados à metodologia desenvolvida, foram também analisados: custos de interrupção no sistema; representação completa da curva de carga cronológica anual; consideração de incertezas na curva de carga cronológica; estabelecimento de valores de LOLC por ano e determinação do risco ou probabilidade destes valores limites assumidos serem violados; influencia das limitações de energia, associadas a condições hidrológicas desfavoráveis nas unidades hidráulicas e a determinação do custo marginal de expansão como resultado da condição de otimalidade do custo total da expansão do parque gerador.
- As tarifas médias de expansão calculadas a partir desta metodologia, fornecem todas as informações necessárias para desenvolver um adequado procedimento de desagregação e tarifação às empresas, de forma a ser possível garantir a remuneração dos investimentos realizados, as despesas de produção e da qualidade e continuidade necessárias para assegurar um fornecimento confiável de energia aos consumidores.
- O algoritmo de simulação desenvolvido neste trabalho constitui uma ferramenta útil para as análises de planejamento de sistemas de geração e se apresenta como uma alternativa de análise que melhora significativamente o processo decisório do planejamento da expansão 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 de cálculo de *custos de produção*, *custos de interrupção*, *investimentos* e na determinação dos índices de confiabilidade associados ao sistema.

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 ser reduzidos pela implementação de técnicas de redução de variância, já utilizadas com sucesso em alguns modelos de simulação.

- Tempos de falha e reparo não-exponenciais podem ser considerados com o propósito de ter-se uma cobertura mais abrangente do comportamento dos sistemas.
- Tendo em vista os pesados ônus que as necessidades de reserva estática acarretam às empresas de energia, é necessário avaliar a perspectiva de incluir-se na metodologia a valoração, o custo, a alocação e a programação da quantidade necessária de reserva que garante um nível adequado de confiabilidade, e um custo adicional reduzido motivado por requisito de excesso de capacidade instalada.
- Desenvolver um algoritmo para otimização da manutenção programada de forma que inclua os aspectos relacionados com a determinação de custos, montantes, riscos, margens e períodos de tempo adequados para sua realização.
- Visando melhorar ainda mais a eficiência do novo método, é preciso considerar a inclusão na metodologia de algumas ferramentas computacionais que possibilitem o desenvolvimento de uma adequada interface amigável que permita a eficaz e oportuna intervenção dos planejadores do sistema.

APÊNDICE A

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 corresponde à *taxa de saídas forçada* FOR (forced outage rate), *tempo médio para falha* MTTF (mean time to failure) 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 CUSTOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

A Tabela B.6 fornece os dados correspondentes aos custos de operação das unidades de geração.

Para a produção de potência, os dados estão dados em termos das taxas de calor (Heat rate) e os níveis de saída selecionados, os custos de combustíveis estão sujeitos a consideráveis variações devido à localização geográfica e outros fatores.

Os seguintes custos de combustíveis são sugeridos para uso geral:

Óleo # 6	US \$2.30/MBtu
Óleo # 2	US \$3.00/MBtu
Carvão	US \$1.20/MBtu
Nuclear	US \$0.60/MBtu

Tabela B.6 - Dados de Custos de Operação das Unidades de Geração

Capacidade Nominal (MW)	Tipo	Combustível	Saída (%)	Taxa de Calor Btu/kWh	Custos Fixos \$/kW/Ano	Custos Variáveis \$/MWh
12	Vapor Fossil	Óleo # 6	20	15600	10.0	0.90
			50	12900		
			80	11900		
			100	12000		
20	Turbina Combust.	Óleo # 2	80	15000	0.30	5.00
			100	14500		
50	Hidráulica	-	-	-	0.00	0.00
76	Vapor Fossil	Carvão	20	15600	10.00	0.90
			50	12900		
			80	11900		
			100	12000		
100	Vapor Fossil	Óleo # 6	25	13000	8.5	0.80
			55	10600		
			80	10100		
			100	10000		
155	Vapor Fossil	Carvão	35	11200	7.0	0.80
			60	10100		
			80	9800		
			100	9700		
197	Vapor Fossil	Óleo # 6	35	10750	5.00	0.70
			60	9850		
			80	9840		
			100	9600		
350	Vapor Fossil	Carvão	40	10200	4.5	0.70
			65	9600		
			80	9500		
			100	9500		
400	Vapor Nuclear	LWR	25	12550	5.00	0.30
			50	10825		
			80	10170		
			100	1000		

Custos Fixos e Custos Variáveis correspondem aos Custos de O&M.

A Tabela B.7 fornece os dados de capacidade e limitações de energia das unidades hidráulicas.

Tabela B.7 - Capacidade das Unidades Hidráulicas e Energia

Período do Ano	Capacidade Disponível (1) (%)	Distribuição de Energia (2) (%)
1	100.0	35
2	100.0	35
3	90.0	10
4	90.0	20

Notas:

(1) 100% de capacidade = 50 MW

(2) 100% de Energia = 200 GWh

B.5 BARRAS DE CARGA DO SISTEMA

A Tabela B.8 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.8 - Participação da Carga do Sistema por Barra e 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.8 - Participação da Carga do Sistema por Barra e 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.8 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 B

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 sem limitações de energia, 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. β (%)
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. β (%)
	(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. β (%)
	(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.
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	β (%)
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. β (%)
	(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. β (%)
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

**ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA BASE IEEE - RTS
COM LIMITAÇÕES DE ENERGIA**

Neste Apêndice são apresentados os resultados dos índices de confiabilidade do sistema teste básico da IEEE - RTS com limitações de energia nas unidades hidráulicas, para o pico base de 2850.0 MW, da mesma forma como são mostrados pelo programa computacional desenvolvido neste trabalho.

BARRA	LOLP	COEF. DE VAR. β (%)
1	0.003570	1.556
2	0.000652	3.623
3	0.003570	1.556
4	0.001644	2.412
5	0.000652	3.623
6	0.001644	2.412
7	0.003570	1.556
8	0.003570	1.556
9	0.001644	2.412
10	0.000652	3.623
13	0.001644	2.412
14	0.000652	3.623
15	0.003570	1.556
16	0.001644	2.412
18	0.003570	1.556
19	0.000652	3.623
20	0.001644	2.412

BARRA	LOLE		COEF. DE VAR. β (%)
	(d/A)	(h/A)	
1	1.299534	31.188818	1.556
2	0.237248	5.693963	3.623
3	1.299534	31.188818	1.556
4	0.598312	14.359492	2.412
5	0.237248	5.693963	3.623
6	0.598312	14.359492	2.412
7	1.299534	31.188818	1.556
8	1.299534	31.188818	1.556
9	0.598312	14.359492	2.412
10	0.237248	5.693963	3.623
13	0.598312	14.359492	2.412
14	0.237248	5.693963	3.623
15	1.299534	31.188818	1.556
16	0.598312	14.359492	2.412
18	1.299534	31.188818	1.556
19	0.237248	5.693963	3.623
20	0.598312	14.359492	2.412

BARRA	LOLF			COEF. DE VAR. β (%)
	(Oc/A)	(Oc/D)	(Oc/H)	
1	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
2	0.602706	0.001656	0.000069	3.374
3	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
4	1.679172	0.004613	0.000192	2.203
5	0.602706	0.001656	0.000069	3.374
6	1.679172	0.004613	0.000192	2.203
7	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
8	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
9	1.679172	0.004613	0.000192	2.203
10	0.602706	0.001656	0.000069	3.374
13	1.679172	0.004613	0.000192	2.203
14	0.602706	0.001656	0.000039	3.374
15	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
16	1.679172	0.004613	0.000192	2.203
18	6.056376	0.016638	0.000693	1.218
19	0.602706	0.001656	0.000069	3.374
20	1.679172	0.004613	0.000192	2.203



BARRA	LOLD~			COEF. DE VAR. β (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
2	0.000259	0.094117	2.258804	2.651
3	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
4	0.000465	0.169110	4.058628	1.593
5	0.000259	0.094117	2.258804	2.651
6	0.000465	0.169110	4.058628	1.593
7	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
8	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
9	0.000465	0.169110	4.058628	1.593
10	0.000259	0.094117	2.258804	2.651
13	0.000465	0.169110	4.058628	1.593
14	0.000259	0.094117	2.258804	2.651
15	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
16	0.000465	0.169110	4.058628	1.593
18	0.000477	0.173494	4.163863	0.893
19	0.000259	0.094117	2.258804	2.651
20	0.000465	0.169110	4.058628	1.593

BARRA	LOLD			COEF. DE VAR. β (%)
	(Anos)	(Dias)	(Horas)	
1	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
2	0.001081	0.393638	9.447314	0.792
3	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
4	0.000979	0.356315	8.551567	0.591
5	0.001081	0.393638	9.447314	0.792
6	0.000979	0.356315	8.551567	0.591
7	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
8	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
9	0.000979	0.356315	8.551567	0.591
10	0.001081	0.393638	9.447314	0.792
13	0.000979	0.356315	8.551567	0.591
14	0.001081	0.393638	9.447314	0.792
15	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
16	0.000979	0.356315	8.551567	0.591
17	0.000589	0.214572	5.149726	0.687
19	0.001081	0.393638	9.447314	0.792
20	0.000979	0.356315	8.551567	0.591

BARRA	EENS (MWH)	COEF. DE VAR. β (%)
1	337.389435	2.037
2	42.520241	5.010
3	537.010132	1.936
4	61.902676	3.214
5	10.750797	5.228
6	172.577042	3.235
7	375.054962	1.936
8	1260.735350	1.909
9	149.764572	3.329
10	57.141312	5.057
13	115.382545	3.380
14	57.556602	5.105
15	505.970001	2.118
16	86.797173	3.375
18	505.652252	1.967
19	53.780052	5.057
20	109.367851	3.287
SISTEMA	4439.365720	2.226

SETOR	EENS (MWH)	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	4336.419430	97.681
COMERCIAL	102.026321	2.298
INDUSTRIAL	0.915454	0.021

APÊNDICE C

RESULTADOS DA EXPANSÃO DO SISTEMA IEEE - RTS

Neste Apêndice são apresentados os resultados obtidos para a expansão do sistema teste básico da IEEE - RTS durante um horizonte de dez (10) anos, com um pico de carga de 2850.0 MW para o primeiro ano ou ano base, e com um crescimento de 5% cada ano do cenário de estudo e uma incerteza relativa à média de 1%. Associa-se também um risco ao valor esperado de custo de interrupção para cada ano de estudo e calcula-se a probabilidade de se violar o não o valor deste custo de interrupção, estabelecido como valor limite aceitável por ano. Considera-se um valor de $LOLC^a = 1 \times 10^6$ US \$/ano, como valor de custo de perda de carga para o primeiro ano e, assume-se que este limite tem um aumento de 10% por ano como consequência econômica da inflação.

ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA - ANO 1

Resultados da Adição de Unidades de 50 MW e 100 MW Ano 1

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	5x50	3655.0	7.50	3x100	3705.0	2.50
2	2992.50	-	3655.0	45.00	-	3705.0	12.50
3	3142.13	-	3655.0	65.00	-	3705.0	22.50
4	3299.23	-	3655.0	82.50	-	3705.0	40.00
5	3464.19	-	3655.0	100.00	-	3705.0	82.5
6	3637.40	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
7	3819.27	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
8	4010.24	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
9	4210.75	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00
10	4421.29	-	3655.0	100.00	-	3705.0	100.00

Resultados da Adição de Unidades de 350 MW e 155 MW Ano 1

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	1x350	3755.0	4.44	2x155	3715.0	2.22
2	2992.50	-	3755.0	8.88	-	3715.0	2.22
3	3142.13	-	3755.0	24.44	-	3715.0	33.33
4	3299.23	-	3755.0	46.66	-	3715.0	55.55
5	3464.19	-	3755.0	91.11	-	3715.0	82.22
6	3637.40	-	3755.0	97.78	-	3715.0	97.77
7	3819.27	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
8	4010.24	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
9	4210.75	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00
10	4421.29	-	3755.0	100.00	-	3715.0	100.00

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 1

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 2 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 3 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 4 (US \$x10 ⁹)
Esquema	5x50 MW	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.1963	2.4224	2.2527	2.2711
Custo de Interrupção	2.3172	0.9855	0.8907	0.9270
Investimentos	0.3110	0.3966	0.5783	0.5122
Custo Total	4.8245	3.8045	3.7218	3.7104

NOTA - Melhor alternativa Ano 1: 2x155 MW

ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA - ANO 3

Resultados da Adição de Unidades de 100 MW e 350 MW Ano 3

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	3.52	2x155	3715.0	4.76
2	2992.50	-	3715.0	8.45	-	3715.0	7.14
3	3142.13	3x100	4015.0	2.13	1x350	4065.0	1.58
4	3299.23	-	4015.0	9.15	-	4065.0	5.55
5	3464.19	-	4015.0	16.19	-	4065.0	26.98
6	3637.40	-	4015.0	45.07	-	4065.0	45.23
7	3819.27	-	4015.0	84.50	-	4065.0	79.36
8	4010.24	-	4015.0	99.29	-	4065.0	99.20
9	4210.75	-	4015.0	100.00	-	4065.0	100.00
10	4421.29	-	4015.0	100.00	-	4065.0	100.00

Resultados da Adição de Unidades de 155 MW Ano 3

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.02
2	2992.50	-	3715.0	6.63
3	3142.13	2x155	4025.0	3.57
4	3299.23	-	4025.0	3.57
5	3464.19	-	4025.0	13.26
6	3637.40	-	4025.0	48.46
7	3819.27	-	4025.0	87.75
8	4010.24	-	4025.0	98.46
9	4210.75	-	4025.0	100.00
10	4421.29	-	4025.0	100.00

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 3

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 2 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 3 (US \$x10 ⁹)
Esquema	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.3088	2.1978	2.2146
Custo de Interrupção	0.1738	0.1941	0.1831
Investimentos	0.8295	0.9749	0.9221
Custo Total	3.3122	3.3670	3.3198

NOTA - Melhor alternativa Ano 3: 3x100 MW



ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA - ANO 5

Resultados da Adição de Unidades de 100 MW e 350 MW Ano 5

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	3.00	2x155	3715.0	2.75
2	2992.50	-	3715.0	6.02	-	3715.0	7.90
3	3142.13	3x100	4015.0	3.00	3x100	4015.0	1.71
4	3299.23	-	4015.0	4.88	-	4015.0	7.90
5	3464.19	3x100	4315.0	1.13	1x350	4365.0	2.75
6	3637.40	-	4315.0	4.88	-	4365.0	3.78
7	3819.27	-	4315.0	18.42	-	4365.0	14.77
8	4010.24	-	4315.0	49.62	-	4365.0	53.26
9	4210.75	-	4315.0	92.10	-	4365.0	92.09
10	4421.29	-	4315.0	99.62	-	4365.0	100.00

Resultados da Adição de Unidades de 155 MW Ano 5

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.54
2	2992.50	-	3715.0	8.88
3	3142.13	3x100	4015.0	1.56
4	3299.23	-	4015.0	4.24
5	3464.19	2x155	4325.0	0.39
6	3637.40	-	4325.0	5.79
7	3819.27	-	4325.0	18.14
8	4010.24	-	4325.0	55.59
9	4210.75	-	4325.0	93.05
10	4421.29	-	4325.0	100.00

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 5

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 2 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 3 (US \$x10 ⁹)
Esquema	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.3297	2.2334	2.2479
Custo de Interrupção	0.0395	0.0393	0.0386
Investimentos	1.0675	1.1766	1.1369
Custo Total	3.4368	3.4494	3.4234

NOTA - Melhor alternativa Ano 5: 2x155 MW

ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA - ANO 7

Resultados da Adição de Unidades de 100 MW e 350 MW Ano 7

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	0.00	2x155	3715.0	4.90
2	2992.50	-	3715.0	7.84	-	3715.0	12.00
3	3142.13	3x100	4015.0	1.96	3x100	4015.0	0.98
4	3299.23	-	4015.0	8.82	-	4015.0	8.82
5	3464.19	2x155	4325.0	0.00	2x155	4325.0	0.98
6	3637.40	-	4325.0	8.82	-	4325.0	1.96
7	3819.27	3x100	4625.0	0.98	1x350	4675.0	3.92
8	4010.24	-	4625.0	6.86	-	4675.0	3.92
9	4210.75	-	4625.0	24.50	-	4675.0	26.47
10	4421.29	-	4625.0	66.66	-	4675.0	68.62

Resultados da Adição de Unidades de 155 MW Ano 7

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	2.94
2	2992.50	-	3715.0	8.82
3	3142.13	3x100	4015.0	0.98
4	3299.23	-	4015.0	4.90
5	3464.19	2x155	4325.0	2.94
6	3637.40	-	4325.0	5.88
7	3819.27	2x155	4635.0	0.98
8	4010.24	-	4635.0	6.86
9	4210.75	-	4635.0	28.43
10	4421.29	-	4635.0	58.82

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 7

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 2 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 3 (US \$x10 ⁹)
Esquema	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.2579	2.2043	2.2148
Custo de Interrupção	0.00850	0.00807	0.00783
Investimentos	1.2955	1.3682	1.3418
Custo Total	3.5620	3.5807	3.5645

NOTA - Melhor alternativa Ano 7: 3x100 MW

ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA - ANO 9

Resultados da Adição de Unidades de 100 MW e 350 MW Ano 9

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	4.90	2x155	3715.0	2.94
2	2992.50	-	3715.0	13.72	-	3715.0	4.90
3	3142.13	3x100	4015.0	2.94	3x100	4015.0	2.94
4	3299.23	-	4015.0	5.88	-	4015.0	4.90
5	3464.19	2x155	4325.0	1.96	2x155	4325.0	0.00
6	3637.40	-	4325.0	2.94	-	4325.0	1.96
7	3819.27	3x100	4625.0	1.96	3x100	4625.0	0.98
8	4010.24	-	4625.0	4.90	-	4625.0	6.86
9	4210.75	3x100	4925.0	1.96	1x350	4975.0	0.98
10	4421.29	-	4925.0	7.84	-	4975.0	10.78

Resultados da Adição de Unidades de 155 MW Ano 9

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.96
2	2992.50	-	3715.0	5.88
3	3142.13	3x100	4015.0	0.00
4	3299.23	-	4015.0	7.84
5	3464.19	2x155	4325.0	0.00
6	3637.40	-	4325.0	7.84
7	3819.27	3x100	4625.0	1.96
8	4010.24	-	4625.0	6.86
9	4210.75	2x155	4935.0	3.92
10	4421.29	-	4935.0	5.88

Custos Totais por Alternativa de Expansão Ano 9

Esquema e Custos	Alternativa 1 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 2 (US \$x10 ⁹)	Alternativa 3 (US \$x10 ⁹)
Esquema	3x100 MW	1x350 MW	2x155 MW
Custo de Produção	2.2635	2.2334	2.2363
Custo de Interrupção	0.00299	0.00303	0.00349
Investimentos	1.3749	1.4112	1.3980
Custo Total	3.6441	3.6476	3.6379

NOTA - Melhor alternativa Ano 9: 2x155 MW

A seguinte Tabela apresenta o esquema ótimo resultante do processo de planejamento para um horizonte de dez (10) anos no sistema teste da IEEE-RTS.

Esquema Ótimo de Expansão Sistema Teste IEEE-RTS.

Ano	Pico de carga (MW)	Unidades adicionadas (MW)	Capacidade do Sistema (MW)	Risco (%)
1	2850.00	2x155	3715.0	1.96
2	2992.50	-	3715.0	5.88
3	3142.13	3x100	4015.0	0.00
4	3299.23	-	4015.0	7.84
5	3464.19	2x155	4325.0	0.00
6	3637.40	-	4325.0	7.84
7	3819.27	3x100	4625.0	1.96
8	4010.24	-	4625.0	6.86
9	4210.75	2x155	4935.0	3.92
10	4421.29	-	4935.0	5.88

É importante ressaltar que para as alternativas de expansão dos anos 1, 3, e 5 o coeficiente β utilizado para convergência foi o β dos custos de interrupção. Para as alternativas dos anos 7 e 9 o coeficiente β utilizado para convergência foi o β dos custos de produção. Esta vantagem do coeficiente β foi explicada no Capítulo III.

Os valores encontrados para os índices de confiabilidade que correspondem a alternativa ótima são registrados na seguinte Tabela:

Índices de Confiabilidade para a Alternativa
Ótima de Expansão do Sistema IEEE - RTS

PERÍODO DE ESTUDO = 102 (PERÍODOS)

ÍNDICE	VALOR	COEF. DE VAR. β (%)
LOLP	0.918573E-03	6.155764
LOLE	3.343606 (d/Pr) 80.246552 (h/Pr)	6.155763
LOLF	0.199216E+02 (Oc/Pr) 0.547296E-01 (Oc/D) 0.233182E-03 (Oc/H)	4.956276
LOLD~	0.442865E-04 (Period) 0.016120 (Dias) 3.868868 (Horas)	2.728276
LOLD	0.461095E-04 (Period) 0.016784 (Dias) 4.028124 (Horas)	2.589756
EPNS	0.129602E+00 (MW)	8.668849
EENS	11322.052700 (MWh)	8.668857

ENERGIA	VALOR (MWh/Períod)
ENERGIA SUPRIDA	0.192271E+09

Períodos = Número de Anos Agrupados ou Período do Horizonte de Estudo

EENS por Classe de Consumidor do IEEE-RTS

SETOR	EENS (MWH)	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	11216.72360	99.070
COMERCIAL	105.329666	0.930
INDUSTRIAL	0.0000	0.000

O custo de perda de carga, ou seja o valor da confiabilidade por barra, é mostrado a seguir :

Índices LOLC por Barra

BARRA	LOLC (US \$ x 10 ⁶)	COEF. DE VAR. β (%)
1	0.376924	29.081
2	0.012881	22.274
3	0.424058	12.673
4	0.026972	12.868
5	0.003157	22.274
6	0.078864	14.261
7	0.296167	12.673
8	0.850263	6.503
9	0.079190	22.734
10	0.017175	22.274
13	0.064409	26.316
14	0.017175	22.274
15	0.668463	35.450
16	0.048480	26.316
18	0.455934	19.412
19	0.016165	22.274
20	0.054506	18.948
SISTEMA	3.490784	17.804

A Tabela seguinte mostra a participação das classes de consumidores neste custo de perda de carga LOLC para cada setor de usuários e seu correspondente percentual.

LOLC por Classe de Consumidor do IEEE-RTS

SETOR	LOLC (US \$ x10 ⁶)	PARTICIPAÇÃO (%)
RESIDENCIAL	2.681109	76.805
COMERCIAL	0.809677	23.195
INDUSTRIAL	0.000000	0.0000

A seguir pode-se observar na Figura C.1 as alternativas de expansão adicionais que foram avaliadas com o propósito de comparar os resultados obtidos e, desta forma, ter certeza que as soluções encontradas correspondem aos mínimos da função custo total, ou pelo menos, garantir que a solução encontrada esta muito próxima do mínimo.



Figura C.1. Alternativas de Expansão Avaliadas

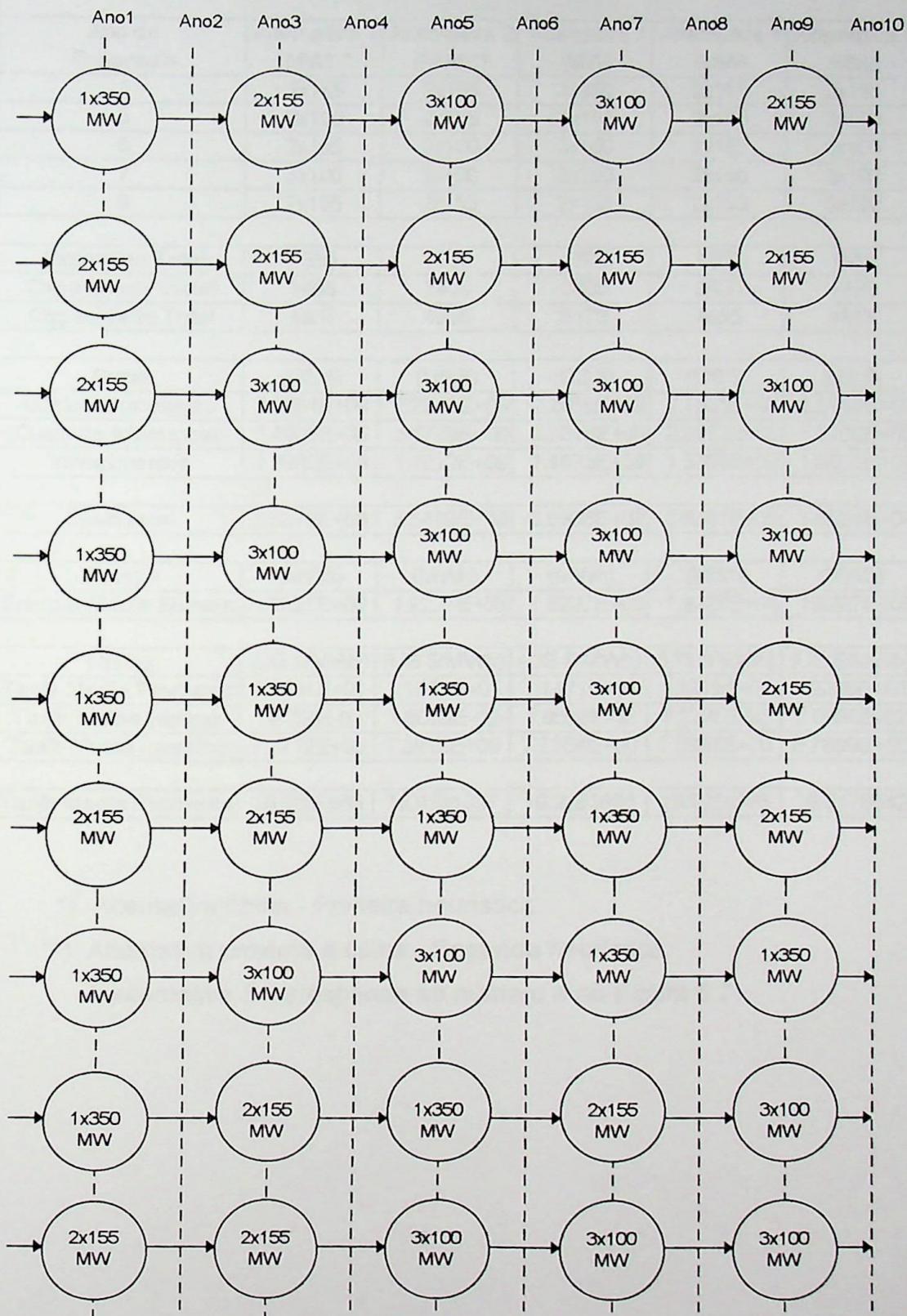


Figura C.1 - Alternativas Adicionais Avaliadas

CUSTOS DE EXPANSAO DO SISTEMA					
Ano de Expansao	Alternativa 1 (MW) *	Alternativa 2 (MW) **	Alternativa 3 (MW)	Alternativa 4 (MW)	Alternativa 5 (MW)
1	2x155	2x155	1x350	2x155	2x155
3	3x100	2x155	2x155	2x155	3x100
5	2x155	3x100	3x100	2x155	3x100
7	3x100	3x100	3x100	2x155	3x100
9	2x155	2x155	2x155	2x155	3x100
Expansao Total	1530	1530	1765	1550	1510
Capacidade Inicial	3405	3405	3405	3405	3405
Capacidade Total	4935	4935	5170	4955	4915
Custo	(US \$)	(US \$)	(US \$)	(US \$)	(US \$)
Custo de producao	2.2364E+09	2.2243E+09	2.2056E+09	2.1563E+09	2.3468E+09
Custo de Interrupcao	3.4908E+06	3.4779E+06	3.7618E+06	2.9273E+06	4.0100E+06
Investimentos	1.3980E+09	1.4212E+09	1.4873E+09	1.5368E+09	1.3055E+09
Custo Total	3.6379E+09	3.6489E+09	3.6966E+09	3.6961E+09	3.6564E+09
Energia	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Energia Media Suprida	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08
Tarifas	(US \$/MWh)	(US \$/MWh)	(US \$/MWh)	(US \$/MWh)	(US \$/MWh)
Tarifa Media Producao	1.1631E+01	1.1569E+01	1.1471E+01	1.1215E+01	1.2206E+01
Tarifa Media Interrup.	1.8156E-02	1.8089E-02	1.9566E-02	1.5225E-02	2.0856E-02
Tarifa Media Investim.	7.2712E+00	7.3915E+00	7.7354E+00	7.9931E+00	6.7899E+00
Tarifa Media Expansao	18.9207885	18.9781037	19.2263883	19.2234398	19.0170542

*) Alternativa ótima - Primeira heurística.

***) Alternativa próxima à ótima - Segunda heurística.

A alternativa 5 corresponde ao número 4 na Figura 5.7

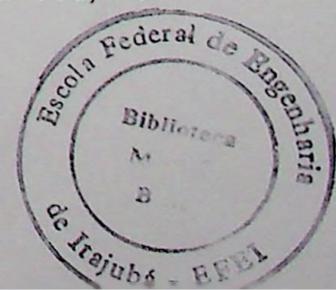
CUSTOS DE EXPANSAO DO SISTEMA						
Ano de Expansao	Alternativa 6 (MW)	Alternativa 7 (MW)	Alternativa 8 (MW)	Alternativa 9 (MW)	Alternativ 10 (MW)	Alternativ 11 (MW)
1	1x350	2x155	1x350	1x350	2x155	1x350
3	1x350	2x155	3x100	2x155	2x155	3x100
5	1x350	1x350	3x100	1x350	3x100	3x100
7	3x100	1x350	1x350	2x155	3x100	3x100
9	2x155	2x155	1x350	3x100	3x100	3x100
Expansao Total	1660	1630	1650	1620	1520	1550
Capacidade Inicial	3405	3405	3405	3405	3405	3405
Capacidade Total	5065	5035	5055	5025	4925	4955
Custo	(US \$)					
Custo de producao	2.1393E+09	2.1392E+09	2.2232E+09	2.1418E+09	2.2499E-01	2.3225E+09
Custo de Interupcao	4.9456E+06	2.7667E+06	4.2167E+06	4.9771E+06	2.9354E+06	4.1347E+06
Investimentos	1.6492E+09	1.6030E+09	1.4807E+09	1.6195E+09	1.3980E+09	1.3715E+09
Custo Total	3.7934E+09	3.7449E+09	3.7081E+09	3.7662E+09	3.6508E+09	3.6982E+09
Energia	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Energia Media Suprida	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08	1.9227E+08
Tarifas	(US \$/MWh)					
Tarifa Media Producao	1.1127E+01	1.1126E+01	1.1563E+01	1.1139E+01	1.1702E-09	1.2079E+01
Tarifa Media Interup.	2.5723E-02	1.4390E-02	2.1932E-02	2.5886E-02	1.5267E-02	2.1505E-02
Tarifa Media Investim.	8.5778E+00	8.3369E+00	7.7011E+00	8.4230E+00	7.2711E+00	7.1335E+00
Tarifa Media Expansao	19.7299589	19.477199	19.2860969	19.588231	18.9879909	19.2347621

A alternativa 11 corresponde ao número 3 na Figura 5.7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A81] G. J. Anders, "Generation Planning Model with Reliability Constraints", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-100, No 12 (Dec 1981), pp. 4901-4908.
- [A90] G. J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, 1990.
- [ABA86] R. N. Allan, R. Billinton and N. M. K. Abdel-Gawad, "The IEEE Reliability 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.
- [ABL84] R. N. Allan, R. Billinton and S.H. Lee, "Bibliography on the application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation , 1977-1982". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS-103, (1984), pp. 275-282.
- [AP76] 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.
- [APM78] 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.
- [APM79] IEEE APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-98, No. 6 (Nov./Dec. 1979), pp. 2047-2054.
- [AT77] R. N. Allan, F. N. Takeddine, "Generator maintenance scheduling using simplified frequency and duration reliability criteria", *Proc. IEE*, 124 (1977), pp. 873-880.

- [B51] W. G. Brown. *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.
- [B66] R. Billinton, *Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements*, IEEE Winter Power Meeting (1966) No. 31 CP 66-62.
- [B72] R. Billinton, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation", *IEEE Transactions, PAS-91* (1972), pp. 649-660.
- [B89] R. Billinton, et al., "A reliability test system for educational purposes - Basic data", *IEEE Trans. Power. Syst., Vol4, No. 3* (August 1989), pp. 1238-1244.
- [BA84] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Pitman Adv. Pub., London (1984).
- [BA88] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric PowerSystems*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/Lancaster (1988).
- [BA92] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Plenum Press, New York, 1992.
- [BG90] S. Burns, G. Gross, "Value of service reliability", *IEEE Trans. Power Syst., Vol. 5, No. 3* (1990), pp. 825-834.
- [BLHF90] A. Breipohl, F. N. Lee, J. Huang, Q. Feng, "Sample size reduction in stochastic production simulation", *IEEE Trans. Power. Syst., Vol. 5 No 3* (Aug. 1990), pp. 984-992.
- [BO88] R. Billinton, J.Oteng-Adjei, "Cost/Benefit aproach to establish optimum adequacy level for generating system planning", *IEE Proc., Vol. 135, Pt. C, No. 2* (March 1988), pp. 81-87.



- [BOG87] 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.
- [BWH81] 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.
- [BWW82] R. Billinton, G. Wacker and E. Wojczynski, "Customer Damage Resulting From Electric Service Interruptions", *Canadian Electrical Association, R&D Project 907 U 131 Report* (1982).
- [C47] G. Calabrese, "Generating reserve capacity determined by the probability method", *AIEE Transactions*, 66 (1947), pp. 1439-1450.
- [CRW69] V. M. Cook, R. J. Ringlee and A. J. Wood, "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.
- [DB84] W. D. Dapkus and T. R. Bowe, "Planning for New electric generation technologies - A stochastic dynamic programming approach", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-103, No 6 (Jun. 1984), pp. 1447-1453.
- [DFS91] J. K. Delson, X. Feng, and W. C. Smith, "A Validation Process for Probabilistic Production Costing Programs", *IEEE Trans. PWRS-6* (Aug-1991), (3), pp. 1326-1336.
- [DHF95] A. K. David, Y. Q. He, P. N. Fernando, "Private investment in power and deviations from the least cost expansion plan", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No 3 (May 1995), pp. 269-276.
- [DR89] A. K. David and Z. Rong-da, "Integrating expert systems with dynamic programming in generation expansion planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No 3 (Aug. 1989), pp. 1095-1101.

- [DR91] A. K. David and Z. Rong-da, "An expert system with fuzzy sets for optimal planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No 1 (Feb. 1991), pp. 59-65.
- [E78] J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", *John Wiley & Sons, Chichester, England*, (1978).
- [EPRI82] 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).
- [EPRI89] EPRI, Customer demand for service reliability, Report RP-2810, (1989).
- [EPRI90a] EPRI, Workshop Proceedings: Power system Planning and engineering - research needs and priorities, Report EL-6503, (1990).
- [EPRI90b] 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).
- [ERP95] S.A.W. Ennes, D.S. Ramos, M. F. V. Pereira, "Estratégia de expansão do sistema gerador interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste para o período 1999-2004: Uma discussão incorporando os aspectos de incerteza de mercado e restrição do capital", XIII SNPTEE - FL/GLP/07 (1995) Brasil
- [EU91] Eletrobrás/USP, "Relatorio da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica", *Relatório do Projeto, Março*, (1991)
- [EU92] Eletrobrás, "Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa Sobre Custo de Interrupção", *Relatório SCEL-GTAD-01/92*, (1992).

- [FC95] Y. Fukuyama, H. Chiang, "A parallel genetic algorithm for generation expansion planning", *IEEE Summer Meeting, Paper 95 SM567-8 PWRS*, Portland, OR. (1995).
- [FNAP90] L.A.M. Fortunato, T.A. Neto, J.C.R. Albuquerque, M.V.F. Pereira, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF-Editora Universitária, Rio de Janeiro, (1990).
- [FWTS91] S. Fockens, A. J .M. Wijk, W. C. Turkemburg, and C. Singh, "A Concise Method for Calculating Expected Unserved Energy in Generating System Reliability Analysis", *IEEE Trans. PWRS-6 (Aug-1991)*, (3), pp. 1085-1091.
- [GGRW69] C. D. Galloway, L. L. Garver, R. J. Ringlee and A. J. Wood, "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Part III-Generation system planning", *IEEE Transactions, PAS-88* (1969), pp. 1216-1223.
- [GNCP95] B, G. Gorenstin, P, di Novells, J. P. da Costa, N. Paciomik, "Planejamento Sob Incertezas", XIII - SNTPEE - FL/GPL/07 (1995) Brasil.
- [H96] S. R. Huang, "Effectiveness of Optimum Stratified Sampling and Estimation in Montecarlo Production Simulation", *IEEE/PES Winter Meeting*, Baltimore, MD. (1996), paper 96, WM 323-6 PWRS.
- [HH64] J. M. Hammersley and D. C. Handscomb, "Monte Carlo Methods", John Wiley & Sons, Inc., New York, (1964).
- [HRW68] J. D. Hall, R. J. Ringlee, A. J. Wood, "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: Part I-Generation system model", *IEEE Transactions, PAS-87* (1968), pp. 1787-1796.
- [L47] W. J. LymanB, "Calculating probability of generating capacity outages", *AIEE Transactions*, 66 (1947), pp. 1471-1477.

- [LBL89] M. Lin, A. Breipohl, F. Lee, "Comparison of probabilistic production cost simulation methods", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4 No 4 (Oct. 1989), pp. 1326-1334.
- [LLB90] F. N. Lee, M. Lin, A. M. Breipohl, "Evaluation of the variance of production cost using a stochastic outage capacity state model", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. No. 4, (Nov. 1990), pp. 1061-1067.
- [LMC91] 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.
- [LP85] K.W. Li, A. P., *Priddy Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, New York, (1985).
- [LPMM97] A.M. Leite da Silva, G. Pérez A, J.W. Marangon Lima and J.C.O. Mello, "Loss of load costs in generating capacity reliability evaluation", (1997), a ser publicado.
- [LW47] E. S. Loane, C. W. Watchorn, "Probability methods applied to generating capacity problems of a combined hydro and steam system", *AIEE Transactions*, 66 (1947), pp. 1645-1657.
- [LZ84] N. Levin and J. Zahavi, "Optimal mix algorithms with existing units", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-103, No 6 (June. 1984), pp. 954-962.
- [M94] 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).
- [MHW91] B. Mo, J. Hegge, I. Wangensteen, "Stochastic generation planning by means of stochastic dynamic programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No 2 (May. 1991), pp. 662-668.

- [MLPMS95] 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.
- [MPL94] 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.
- [MS91] C. Marnay, T. Strauss, "Effectiveness of antithetic sampling and stratified sampling in Monte Carlo Chronological production cost modeling", *IEEE Trans. Power. Syst., Vol. 6, No* (May. 1991), pp. 669-675.
- [MSH94] A. G. Massaud, M. Th. Schilling and J. H. Hernandez, "Electricity restriction costs", *IEE Proc, C., 141* (1994), pp. 299-304.
- [N95] Neudorf E. G., et al., "Cost-Benefit analysis of power system reliability two utility case studies", *IEEE Winter Meeting, Paper 95WM205-0 PWRS*, New York, (1995).
- [NB96] J. Nahmann, S. Bulatovic, "Power System Operating Cost and Committed Generation Capacity Planning", *IEEE/PES Winter Meeting, Baltimore, MD* (1996), paper 96, WM 170-2 PWRS.
- [NPS75] P.L. Noferi, L. Paris, and L. Salvaderi, "Monte Carlo Methods For Power System Evaluation In Transmission Of Generating Planning", *Proceedings 1975 Anual Reliability and Maintainability Symposium*, Washington, (1975).
- [OH80] Ontario Hydro, "Ontario Hydro Survey on Power System Reliability: Summary of Customer Viewpoints", *Ontario Hydro Report 80-12*, Dec. (1980).

- [P96] A. G. Pérez, *Determinação do valor da confiabilidade em sistemas de geração*, Tese de Mestrado, EFEI/MG, (1996).
- [PB92] M. V. F. Pereira, N. Balu, "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *Invited Paper Proceedings of IEEE*, Vol.80, No. 4. (April 1992).
- [PGMS92] M.V.F Pereira, B.G. Gorenstin, M. Morozowski Fo, J.B. Silva, "Chronological probabilistic production costing and wheeling calculations with transmission network modeling", *IEEE Trans. Power. Syst.*, Vol. 7, No 2 (May. 1992), pp. 885-891.
- [PLY85] Y. M. Park, K. Y. Lee, and L.T. Youn, "New analytical approach for long-term Generation Expansion planning based on maximum principle and gaussian distribution function", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-104, No 2 (Feb. 1985), pp. 390-397.
- [PPCO85] M.V.F.Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, "A decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning", *IEEE Transactions on Power Systems, PAS-104, No.11, (Nov.1985)*.
- [R81] R. Y. Rubinstein, "Simulation and the Monte Carlo Method", John Wiley and Sons, New York, (1981).
- [RC55] The RAND Corporation, *A Million Random Digits with 1000,000 Normal deviates*. The Free Press, Glencoe, Ill., (1955).
- [RK94] E. Rich, K. Knight, *Inteligência Artificial*, Makron.Books do Brasil Ltda, São Paulo (1994).
- [RTS80] N. S. Rau, P. Toy, K. F. Schenk, "Expected energy production costs by the method of moments", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-99, No 5 (Sept. 1980), pp. 1908-1917.

- [RW69] R.J. Ringlee, A. J. Wood, "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.
- [S34] S. A. Jnr. Smith, "Space capacity fixed by probabilities of outage", *Electrical World, 103* (1934), pp. 222-225
- [S49] H.P. Seelye, "A convenient method for determining generator reserve", *AIEE Transactions, 68 (Pt.II)* (1949), pp. 1317-1320.
- [S77] R. L. Sullivan, *Power System Planning*, McGraw-Hill Int. Book Company, New York (1977).
- [S83] L. V. Skof, "Ontario Hydro Surveys On Power System Reliability: Summary Of Customer Viewpoints", *Ontario Hydro Report R&MR 80 - 12, EPRI Seminar*, Oct. 11-13 (1983).
- [SB95] 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.
- [SBL91] 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.
- [SRW72] M. A. Sager, R.J. Ringlee and A. J. Wood, "A new generation production cost program to recognize forced outages", *IEEE Trans, vol. PAS-91* (1972), pp. 2114-2124.
- [SW72a] M. A. Sager, and A. J. Wood, "Corporate model programs for sytem planning evaluations", *IEEE Trans, vol. PAS-91* (1972), pp. 1079-1084.
- [SW72b] M. A. Sager and A. J. Wood, "Power system production cost calculations - Sample studies recongnizing forced outages", *IEEE Trans, vol. PAS-91* (1972), pp. 154-158.

- [TBW91] G. Tollefson, R. Billinton, and G. Wacker, "Comprehensive bibliography on reliability worth and electrical service consumer interruption costs: 1980-1990", *IEEE Trans. PWRS-6* (1991), (4), pp. 1508-1583.
- [WB93] Li Wenyuan and R. Billinton, "A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 8 (May 1993), pp. 628-635.
- [WBW83] E. Wojczynski, R. Billinton and G. Wacker, "Interruption Cost Methodology And Results - A Canadian Commercial And Small Industry Survey", *IEEE Transactions PAS-103* (1983), pp. 437-444.
- [WE91] L. Wang and L. Endrenyi, *Reliability Techniques in Large Electric Power Systems*, Edited by C.T.Leondes, Published by Academic Press, Inc. Toronto (1991).
- [WGMI89] IEEE Working Group on Measurement Indices, "Bulk System Reliability - Measurement and Indices", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, No. 3, (Aug.1989), pp. 829-835.
- [WM94] X. Wang, J. R. McDonald, *Modern Power System Planning*, McGraw-Hill Book Company, London, 1994.
- [WSB84] G. Wacker, R. K. Subramanian and R. Billinton, "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.
- [WWB80] G. Wacker, E. Wojczynski and R. Billinton, "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.

- [WWB83] G. Wacker, E. Wojczynski and R. Billinton, "Interruption Cost Methodology And Results - A Canadian Residential Survey", *IEEE Transactions PAS-102*, No. 10 (Oct. 1983), pp. 3385-3392.
- [YC89] H.T. Yang and S. L. Chen, " Incorporating a multi-criteria decision procedure into the combined dynamic programming / production simulation algorithm for generation expansion planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4 , No 1 (Feb. 1989), pp. 165-175.

DATA 05/06/1997
PROC.
MED. PPG
LIV.
RS Doação

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200903

NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA