

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
UNIFEI



DIMENSIONAMENTO E VALORAÇÃO DA  
CAPACIDADE DE RESERVA OPERATIVA EM  
AMBIENTES COMPETITIVOS, UTILIZANDO  
TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS

GUSTAVO PÉREZ ALVAREZ

Tese apresentada ao  
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI  
como parte dos requisitos para obtenção do título de  
Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. PhD. Armando Martins Leite da Silva

NOVEMBRO DE 2003  
ITAJUBÁ - MG – BRASIL

*A Deus que sempre está iluminando meu caminho.*

*A minha esposa Ana Patrícia Arango Villamizar.*

*A meu filho Rafael Arango Pérez.*

*A minha mãe Maria Luisa (in memoriam).*

# AGRADECIMENTOS

- ◆ Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pela dedicação e excelente orientação proporcionadas durante o desenvolvimento desta tese, bem como pela firmeza de princípios, pela qualidade dos ensinamentos e seus acertados e oportunos conselhos ao longo de tantos anos, que consolidaram bases sólidas na estruturação de minha formação profissional.
- ◆ À CAPES pelo suporte financeiro para o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.
- ◆ À minha esposa Ana Patricia Arango Villamizar pelo seu apoio decisivo e eficaz nos momentos cruciais, pela sua perseverança durante todos estes longos anos, pela sua magnífica e oportuna motivação e pela sua entrega total pois ela abandonou todos os seus objetivos para me seguir nesta caminhada.
- ◆ Ao meu filho Rafael Arango Pérez pela sua compreensão e contínua espera para brincar comigo e pela sua resignação pois ainda não consegui brindar a apropriada atenção que ele precisa para seu divertimento.
- ◆ À minha querida e lembrada mãe María Luisa que deve estar me olhando desde o Céu, pela sua dedicação e grande apoio para me proporcionar uma formação digna e de qualidade em todos os aspectos da minha vida.

## RESUMO

Esta tese apresenta uma nova técnica probabilística para avaliação das necessidades de reserva operativa de um sistema elétrico de potência num ambiente competitivo. Os principais objetivos são a determinação das capacidades para os diferentes mercados de reserva (regulação, girante, não-girante e reposição), a avaliação das necessidades dessas capacidades para aumentar a confiabilidade no fornecimento e a determinação dos custos correspondentes. A metodologia proposta prescinde do estabelecimento prévio de um índice risco como critério de referência para a avaliação dos montantes de reserva operativa.

O algoritmo desenvolvido fundamenta-se principalmente na integração do custo de perda de carga LOLC (*Loss of Load Cost*) e dos custos de oferta da capacidade para a determinação das necessidades dos diferentes mercados de reserva operativa. Consegue-se, desta forma, estabelecer um balanço entre custos e confiabilidade. A técnica sugere também o máximo custo de oferta para as capacidades de cada mercado de reserva num ambiente competitivo, eliminando a possibilidade do surgimento de situações de especulação. Desta forma, a metodologia simplesmente inibe a compra de capacidade de reserva, sinalizando que é mais vantajoso assumir o prejuízo econômico causado aos usuários pela interrupção de energia que permitir custos extremamente indesejáveis.

A nova técnica, se comparada com o comportamento do método *Rational Buyer* utilizado pelo sistema da Califórnia nos EUA para a determinação das necessidades de capacidade de reserva, oferece uma vantagem bastante significativa, pois permite selecionar as unidades de reserva através da avaliação simultânea da confiabilidade do sistema e dos custos de oferta dessa capacidade. O método proposto nesta tese também garante padrões mínimos de qualidade no fornecimento de energia em ambientes competitivos como o estabelecimento do montante mínimo de reserva (regulação), determinação do valor máximo de oferta permitido nos mercados de reserva e obtenção de resultados que representam o mínimo custo para o montante total de reserva. Resultados de estudos utilizando os sistemas teste de confiabilidade do IEEE (*IEEE Reliability Test System*) e o sistema Sudeste Brasileiro são apresentados e discutidos.

# ABSTRACT

This thesis presents a new probabilistic technique to evaluate the operating reserve needs of power systems in a competitive environment. The main objectives are: the capacity assessment for different reserve markets (regulation, spinning, non-spinning and replacement), the needs of these capacities to increase supply reliability and the cost evaluation of the capacity amounts associated with the operating reserve. It is not necessary the *prior* establishment of a risk index as a reference criterion in order to determine the operating reserve needs of a power system.

The developed algorithm is mainly based on the integration of the *Loss of Load Cost* (LOLC) index with the reserve capacity bid prices, for the assessment of the capacity needs considering different markets. The technique will also suggest the maximum acceptable bid price (cap) in a competitive environment, eliminating the possibility of speculations. Thus, the methodology simply inhibits the purchase of reserve capacity, signaling that it is more advantageous to assume customer economic losses due to energy interruption than to allow highly undesired costs.

The new technique, if compared to the behavior of the Rational Buyer's method used by the California ISO (Independent System Operator) for the determining the reserve capacity needs, offers a significant advantage for it allows the selection of the reserve units through the simultaneous evaluation of system reliability and capacity bid prices. The method proposed in this thesis ensures the minimum quality standard in energy supply in competitive environments with the establishment of the minimum amount of reserve (AGC regulation), the determination of the maximum offer value allowed in the reserve markets and the achievement of results that represent the minimum overall cost for these ancillary services procurement. The results of several studies using the IEEE Reliability Test System and the Brazilian Southeastern System are presented and discussed.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
1.2 ESTADO DA ARTE.....	7
1.3 ESTRUTURA DA TESE .....	20
<b>CAPÍTULO 2 - RESERVA DE CAPACIDADE ESTÁTICA.....</b>	<b>22</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	22
2.2 REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	25
2.3 MODELO DO SISTEMA DE GERAÇÃO.....	29
2.4 RESERVA DE CAPACIDADE.....	30
2.4.1 <i>Reserva de Capacidade Estática</i> .....	31
2.5 MÉTODOS PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA DE CAPACIDADE ESTÁTICA .....	33
2.6 CONCLUSÕES .....	34
<b>CAPÍTULO 3 - RESERVA DE CAPACIDADE OPERATIVA .....</b>	<b>36</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	36
3.2 TIPOS DE RESERVA OPERATIVA .....	39
3.2.1 <i>Reserva de Capacidade Girante</i> .....	42
3.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA.....	48
3.3.1 <i>Métodos Determinísticos</i> .....	49
3.3.2 <i>Métodos Probabilísticos</i> .....	50
3.4 CONCLUSÕES .....	52
<b>CAPÍTULO 4 - CUSTOS DE OPERAÇÃO .....</b>	<b>54</b>
4.1 INTRODUÇÃO.....	54
4.2 CUSTOS DE PRODUÇÃO.....	57
4.2.1 <i>Composição dos Custos de Produção</i> .....	57
4.2.2 <i>Determinação dos Custos de Produção</i> .....	58
4.3 CUSTO DE INTERRUPÇÃO.....	61
4.3.1 <i>Custo Unitário de Interrupção</i> .....	61
4.3.2 <i>Determinação dos Custos de Interrupção</i> .....	62
4.4 CUSTO DE PERDA DE CARGA - LOLC.....	63
4.5 CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO .....	65
4.6 CONCLUSÕES .....	66

**CAPÍTULO 5 - MERCADO DE RESERVA OPERATIVA .....67**

5.1	INTRODUÇÃO .....	67
5.2	CONTROLE DE FREQUÊNCIA E O SERVIÇO DE REGULAÇÃO .....	69
5.3	VALOR DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA .....	71
5.4	CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM UM AMBIENTE COMPETITIVO .....	72
5.5	MODELOS CONVENCIONAIS DO MERCADO DE RESERVA.....	73
5.5.1	<i>Método Seqüencial</i> .....	76
5.5.2	<i>Método RATIONAL BUYER'S</i> .....	79
5.6	CONCLUSÕES .....	83

**CAPÍTULO 6 - TÉCNICA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA.....85**

6.1	INTRODUÇÃO .....	85
6.2	ALGORITMO PROPOSTO PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA.....	87
6.2.1	<i>Custo de Interrupção como Agente Moderador do Mercado de Reserva Operativa</i> .....	94
6.3	APLICAÇÃO DA TÉCNICA PROPOSTA .....	96
6.4	COMPARAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA COM A TÉCNICA RATIONAL BUYER .....	99
6.5	TESTES DE AVALIAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA .....	101
6.5.1	<i>Sistema Teste de Confiabilidade IEEE-RTS</i> .....	101
6.6	TESTES DE SENSIBILIDADE COM O SISTEMA IEEE-RTS .....	105
6.6.1	<i>Capacidade de Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta</i> .....	106
6.6.2	<i>Custo da Reserva Total em Função do Aumento do Custo de Oferta</i> .....	108
6.6.3	<i>Montante Total de reserva em Função do aumento do Custo Unitário de Interrupção</i> .....	111
6.6.4	<i>Custo da Reserva Total em Função do Aumento do Custo Unitário de Interrupção</i> .....	113
6.6.5	<i>Montante da Reserva de Capacidade em Função da Diminuição dos Custos Unitários de Interrupção</i> .....	115
6.6.6	<i>Custo do Montante Total de Reserva em Função da Diminuição dos Custos Unitários de Interrupção</i> .....	117
6.6.7	<i>Montante da Reserva de Capacidade em Função do Aumento da Taxa de Falha das Unidades de Geração</i> .....	118
6.6.8	<i>Custo do Montante Total da Reserva de Capacidade em Função do Aumento da Taxa de Falha das Unidades de Geração</i> .....	119
6.6.9	<i>Montante da Reserva de Capacidade em Função da Diminuição da Taxa de Falha das Unidades de Geração</i> .....	121
6.6.10	<i>Custo do Montante da Reserva em Função da Diminuição da Taxa de Falha das Unidades de Geração</i> .....	122
6.7	SISTEMA SUL-SUDESTE BRASILEIRO .....	124
6.8	CONCLUSÕES .....	127

<b>CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES .....</b>	<b>131</b>
7.2 PROPOSTA DE ESTUDOS FUTUROS .....	133
Apêndice A - Probabilidades dos Estados no Domínio do Tempo .....	136
Apêndice B - Técnica de Convolução.....	139
Apêndice C - Técnicas para o Cálculo da Reserva de Capacidade.....	145
Apêndice D - Aplicação da Técnica Seqüencial .....	159
Apêndice E - Aplicação da Técnica <i>Rational Buyer's</i> .....	162
Apêndice F - Incidência do Aumento do Custo de Oferta no Montante de Reserva.....	165
Apêndice G - Incidência do Aumento do Custo Unitário de Interrupção no Custo do Montante Total de Reserva .....	171
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>177</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Modelo Contínuo de Sistema a Dois Estados .....	27
Figura 3.1 - Modelo Markoviano para Componentes no Curtíssimo Prazo .....	45
Figura 4.1 - Minimização do Custo Total.....	56
Figura 6.1 - Capacidade da Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta .....	106
Figura 6.2 - Custo Total da Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta dos Recursos .....	109
Figura 6.3 - Montante da Reserva em Função do Aumento no Custo Unitário de Interrupção .....	112
Figura 6.4 - Custo do Montante Total da Reserva em Função do Aumento no Custo Unitário de Interrupção.....	114
Figura 6.5 - Montante da Reserva em Função da Diminuição do Custo Unitário de Interrupção [pu] .....	116
Figura 6.6 - Custo do Montante Total da Reserva em Função da Diminuição do Custo Unitário de Interrupção [pu] .....	117
Figura 6.7 - Montante da Reserva em Função do Aumento das Taxas de Falha .....	118
Figura 6.8 - Custo do Montante Total da Reserva em Função do Aumento nas Taxas de Falha .....	120
Figura 6.9 - Montante da Reserva em Função da Diminuição das Taxas de Falha.....	122
Figura 6.10 - Custo do Montante Total de Reserva em Função da Diminuição das Taxas de Falha .....	123

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Tempos de Uso dos Serviços de Reserva .....	41
Tabela 5.1 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método Seqüencial .....	79
Tabela 5.2 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método <i>Rational Buyer's</i> .....	82
Tabela 6.1 - Características de Confiabilidade do Sistema Hipotético .....	97
Tabela 6.2 - Ofertas de Capacidade de Reserva e Necessidades de Reserva por Mercado do Sistema Hipotético .....	97
Tabela 6.3 - Resultado da Busca da Reserva Operativa para o Sistema Hipotético usando a Nova Metodologia .....	98
Tabela 6.4 - Dados de Confiabilidade das Unidades de Geração do Sistema IEEE-RTS .....	102
Tabela 6.5 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração do Sistema IEEE-RTS .....	102
Tabela 6.6 - Ofertas de Capacidade e Custo no Mercado de Reserva do Sistema IEEE-RTS .....	103
Tabela 6.7 - Reserva Total e por Mercado do Sistema IEEE usando a Nova Metodologia .....	103
Tabela 6.8 - Reserva Total e por Mercado do Sistema IEEE usando a técnica <i>Rational Buyer's</i> .....	104
Tabela 6.9 - Mercado de Regulação do Sistema IEEE .....	110
Tabela 6.10 - Mercado de Reserva Girante do Sistema IEEE .....	110
Tabela 6.11 - Resultados Finais do Montante de Reserva e seu Custo Associado .....	111
Tabela 6.12 - Características de Confiabilidade das Unidades de Geração - SSB .....	124
Tabela 6.13 - Ofertas de Capacidade e Custo no Mercado de Reserva Operativa SSB .....	126
Tabela 6.14 - Capacidade de Reserva Total e por Mercado do SSB .....	127

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

$\lambda$  - Taxa de Falha de um Equipamento Modelado a dois Estados  
 $\mu$  - Taxa de Reparo de um Equipamento Modelado a dois Estados  
COPFT - *Capacity Outage Probability and Frequency Table*  
COPT - *Capacity Outage Probability Table*  
CSOSR - *Composite System Operating States Risk*  
EENS - *Expected Energy not Supplied*  
EPNS - *Expected Power not Supplied*  
F&D - Frequência e Duração  
FOR - *Forced Outage Rate*  
GSRSR - *Generating System Response State Risk*  
LOLC - *Loss of Load Cost*  
LOLD - *Loss of Load Duration*  
LOLE - *Loss of Load Expectation*  
LOLF - *Loss of Load Frequency*  
LOLP - *Loss of Load Probability*  
MSR - *Multi-Area System Risk*  
O&M - Operação e Manutenção  
ORR - *Outage Replacement Rate*  
RR - *Ready Reserve*  
SAR - *Single Area Risk*  
SR - *Spinning Reserve*  
SSR - *Single System Risk*  
UC - *Unit Interruption Cost*  
VOLL - *Value of Lost Load*  
LEAD TIME - Tempo de Tomada de Carga (Tempo de Retardo)  
PJM - *Pennsylvania - New Jersey - Maryland*  
ISO - *Independent System Operator*  
ONS - Operador Nacional do Sistema  
MCP - *Market Clearing Price* - Custo marginal de um mercado  
SPOT MARKET - Mercado a Vista  
CAP - Máximo de alguma coisa  
BID - Oferta  
AGC - *Automatic Generation Control*  
LDC - *Load Duration Curve*  
ELDC - *Equivalent Load Duration Curve*  
ECS - *Economic Commitment Schedule*  
HR - *Heat Rate - Taxa de Calor*  
AS - *Ancillary Service - Serviço Ancilar*  
 $\Delta$ LOLC - Diferença do Custo de Perda de Carga  
 $\Delta$ LOLC<sub>t</sub> - Taxa de variação do custo perda de carga LOLC no tempo  
 $\Delta$ LOLC<sub>c</sub> - Taxa de variação do custo de perda de carga LOLC por MWh  
 $\beta$  - Coeficiente de parada do processo de busca da nova metodologia.  
COF - Custo de Oferta

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O principal objetivo de um sistema de potência é satisfazer as necessidades energéticas e de potência dos seus consumidores com os menores custos possíveis e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento. Para poder atender a este compromisso é necessário analisar exaustivamente duas áreas muito importantes dos sistemas de potência, a operação e a expansão, devendo-se levar em consideração o ponto de operação e o horizonte de tempo de análise.

Na operação, em relação ao horizonte de tempo, o estudo pode ser dividido em três categorias: curtíssimo prazo, curto prazo e médio prazo [WE91]. Em quanto ao ponto de operação, as análises podem ser caracterizadas pelos estados de carga aos quais o sistema é submetido, isto é, carga leve (mínima), carga média e carga pesada (máxima). Atualmente podem ser realizados estudos mais detalhados e completos levando-se em consideração o perfil horário da curva de carga dos sistemas.

No curtíssimo prazo (24 até 48 horas), é fundamental conhecer o comportamento do sistema sob os três estados de carga. O sistema elétrico nesta situação de operação não pode contar com nenhum tipo de reforço, portanto, devem-se usar de forma eficiente todos os componentes elétricos do sistema, para que a operação seja de mínimo custo (dentro dos mercados não-regulados refere-se à alternativa que apresente custos de oferta mínimos) e alta confiabilidade no fornecimento.

No curto prazo, considera-se um período de tempo de um ano. Os estudos são geralmente dirigidos à seleção de políticas de operação, tanto na parte de geração como na parte de transmissão ou rede de interligação e contratos de intercâmbio.

No médio prazo, considera-se um horizonte de tempo de 3 a 5 anos, devendo-se gerar o conjunto de reforços (geradores, circuitos, transformadores, etc.) necessários para que o sistema elétrico garanta o fornecimento da demanda dos consumidores de forma econômica e confiável.

Entretanto, a realidade da operação de um sistema elétrico está sujeita a muitas variações ou mudanças. A carga varia a cada instante, fazendo com que o estado de equilíbrio carga/geração seja sempre alterado, o que determina, por sua vez, a necessidade de constante restabelecimento do equilíbrio original. Essas alterações são ocasionadas, principalmente, pela incerteza no prognóstico horário da carga, pela saída intempestiva de unidades de geração e/ou circuitos e, muitas vezes, pela manutenção de emergência dos equipamentos. O controle de tais desequilíbrios é realizado através de uma apropriada reserva de capacidade de geração.

Se em um sistema de potência acontece, por exemplo, um acréscimo de carga, pode-se observar que instantaneamente o referido sistema fica em situação de déficit, uma vez que o consumo é maior do que a potência gerada pelas máquinas naquele instante. Este aumento na demanda é suprido através da energia cinética das massas girantes dos geradores, produzindo-se, abaixamentos da velocidade de rotação das máquinas e, conseqüentemente, da frequência do sistema. A ação dos *reguladores de velocidade* faz com que o novo estado de equilíbrio seja atingido.

O sistema tem uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio sem necessidade da atuação dos reguladores de velocidade. Isto se explica pelo fato de que a carga é variável com a frequência, indicando uma "tendência" do próprio sistema de se auto-regular, ou seja, o próprio sistema tem a capacidade de alcançar um estado de equilíbrio [V84].

A propriedade de um sistema de potência de chegar a um novo estado de equilíbrio "por si só" é denominada *Regulação Própria do Sistema* e se expressa através do parâmetro chamado *Coefficiente de Amortecimento*. Os valores típicos deste parâmetro para sistemas de grande porte são relativamente baixos, e as variações da carga instante a instante atingem valores consideráveis. Isto leva o sistema a operar com frequências baixas o tempo todo,

tornando, em muitos casos, essas variações de frequência inadmissíveis, indicando a necessidade de se dispor de um controle especial para evitar aquelas perturbações entre a geração e a carga.

O estado de equilíbrio entre geração e carga de um sistema elétrico de potência não pode depender da regulação própria do sistema. Por tal razão, as unidades de geração são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática, que auxiliam na condução do sistema a um estado de equilíbrio favorável entre geração e carga. Esta regulação automática exercida pelos reguladores de velocidade das máquinas do sistema é denominada *regulação primária*.

A utilização de reguladores de velocidade com *estatismo* junto às turbinas causa um erro de frequência em regime permanente, quando ocorrem impactos de carga de pequena amplitude. Assim, a frequência do sistema de potência se estabiliza em um valor diferente da frequência pré-impacto (frequência de referência) [V84].

Os erros de frequência em regime permanente são agravados pelos impactos sucessivos de carga. Desta forma, a ação exclusiva dos reguladores de velocidade poderia levar o sistema a operar dentro de níveis inaceitáveis de frequência.

Verifica-se, portanto, que um impacto de carga em um sistema de potência provoca no mesmo uma variação de frequência em regime transitório e dinâmico e que, terminados estes transitórios, a frequência do sistema se estabiliza em um valor diferente da frequência inicial. Este processo de estabilização da frequência do sistema na regulação primária é realizado através dos reguladores de velocidade dos geradores. Se nenhuma providência adicional fosse tomada, os valores alcançados pela frequência se tornariam inadmissíveis, devido às variações sucessivas da carga. Portanto, deve-se efetivar um outro tipo de controle de tal forma que, após se responder normalmente às variações de demanda através de variações de geração, consiga-se fazer a frequência retornar ao seu valor original (valor de referência). É evidente, então, que o objetivo primordial deste controle suplementar é a manutenção da frequência [V84].

Com o intuito de se recuperar o valor normal da frequência do sistema, utiliza-se o controle secundário (regulação secundária) ou *Controle Automático de Geração* (CAG). Este controle necessita de uma *reserva de capacidade* para levar a frequência do sistema ao seu valor de referência. Assim, para poder atingir eficientemente esse objetivo, é preciso que o sistema conte com uma apropriada reserva de capacidade.

Variações bruscas ou desequilíbrios de grande magnitude podem ocorrer na operação de um sistema de potência, produzidos principalmente pela perda de carga (saída de circuitos) ou pela saída intempestiva (saída forçada de serviço) de unidades de geração. A *reserva de capacidade* do sistema deve ser de uma tal ordem de grandeza que consiga suportar essas alterações (grandes ou pequenas), levando o sistema a seu ponto de equilíbrio pré-falha.

Contudo, surge uma pergunta difícil de se responder: qual a quantidade de *reserva de capacidade* que deve ser alocada no sistema para atingir esses objetivos?. A resposta quanto ao montante de reserva de capacidade necessário para atender os requerimentos da operação de um sistema de potência ainda não foi resolvida adequadamente.

Existem alguns critérios determinísticos para quantificar o valor da reserva de potência. Para tal propósito, seleciona-se como reserva de capacidade a capacidade da maior unidade de geração em operação ou uma porcentagem da carga ou uma função que considere simultaneamente essas duas alternativas [WW96, GMBK99]. Esses critérios não levam em consideração a natureza estocástica do comportamento do sistema elétrico, nem a confiabilidade associada a cada unidade de geração, nem a cronologia dos eventos no sistema. Além disso, não é possível saber qual o nível de segurança na operação do sistema. Mas, na verdade, são conceitos muito simples de serem incorporados nas avaliações dos sistemas elétricos [GMBK99, BA96].

Técnicas probabilísticas têm sido propostas [ABCHJS63, BA96, ML97, GMBK99, WE91] para determinar a quantidade de reserva de capacidade que deve estar integrada na operação do sistema. Geralmente são avaliados dois índices de risco: (i) risco das unidades de geração que foram *comissionadas*, e (ii) risco na resposta do despacho de geração programado para essas unidades [BA96]. A primeiro refere-se à disponibilidade efetiva das unidades para a operação, podendo ser avaliada num período pre-operação e na operação. O segundo refere-

se à capacidade efetiva no momento de tomada de carga, associada diretamente a um estado particular da unidade para sua operação (comportamento aleatório da unidade em *stand-by*). Normalmente, essas unidades de geração são programadas por uma ordem de mérito econômico, baseada no valor do *bid* ou custo de oferta desses recursos, seja no mercado *spot* de energia, ou no mercado de reserva.

O critério probabilístico baseia-se no cálculo da probabilidade de falha do sistema para um conjunto de unidades de geração, integrado por dois subconjuntos: o de geradores programados para reserva para atender as perturbações do sistema e pelo subconjunto das unidades que constituem o despacho econômico da operação do sistema para atender a sua demanda de carga. Essa probabilidade de falha é chamada de *Índice de Risco* e constitui a probabilidade de falha no atendimento da demanda, em algum período de tempo da operação do sistema [BA96, E78, ML97, WE91].

O índice de risco, como é definido até hoje, é um conceito subjetivo que não traduz a real condição de risco de um sistema elétrico de potência, uma vez que se fundamenta num valor formulado *a priori* por algum órgão ou ente regulador do sistema. O principal problema que aparece com a adoção do valor desse parâmetro, é a dificuldade que existe para se definir um critério que possa quantificar ou dimensionar esse risco e permita avaliar se é ou não suficiente para atender as exigências da operação de um sistema elétrico.

Na verdade, o índice de risco representa uma *Faixa de Segurança* fixada para operar um sistema elétrico. Realmente, sob esse critério de segurança, torna-se impossível saber se o montante de reserva de capacidade associado a esse índice é ou não apropriado para atender as necessidades operativas de um sistema elétrico. Além disso, um critério assim definido não corresponde a um balanço real entre custos e confiabilidade.

O sistema de potência que opera sob esse critério de segurança pode ficar superdimensionado em termos de reserva de capacidade, incorrendo em custos de operação elevados e desnecessários, que se refletirão nas tarifas de energia cobradas dos usuários. O sistema também pode ficar subdimensionado, ou seja, com uma quantidade de reserva de capacidade baixa em referência às necessidades do sistema. Isto acarretará condições de



anormalidade dentro da operação, tornando o sistema vulnerável a qualquer perturbação (contingência de geração ou transmissão ou variações de carga).

Outro problema é a atual tendência de implementação de um *ambiente competitivo* ou de concorrência dentro das concessionárias do setor elétrico, o que conduz à criação de mercados competitivos de energia (mercado *spot* de energia) e um mercado de reserva de capacidade. A base da criação desses dois mercados está fundamentada na diferença de custos ofertados para as capacidades das unidades geradoras disponíveis, pois o uso da sua potência nesses dois mercados é completamente diferente [AI00]. O problema que surge com esta estrutura é estabelecer o valor do índice de risco a ser atingido para garantir um fornecimento contínuo, confiável e que represente os custos de oferta mais baixos possíveis. O índice de risco como é definido, não diz nada a respeito do valor da confiabilidade, nem dos limites permitidos pelos usuários nos prejuízos acarretados pelos cortes de energia, nem dos verdadeiros custos operativos do sistema.

Para poder assegurar o serviço de reserva de capacidade, que é um dos serviços auxiliares do sistema [ML97], deve-se estabelecer um preço de oferta para a capacidade disponível para este serviço em função das exigências operativas do sistema e da disponibilidade de capacidade. Atualmente, são poucos os sistemas que contam com um mercado formal de reserva de capacidade (por exemplo, o sistema da Califórnia nos EUA).

O presente trabalho de tese tem como objetivo desenvolver uma nova metodologia geral para o cálculo da reserva operativa de um sistema elétrico de potência, levando em consideração o custo de interrupção no fornecimento (valor da confiabilidade) e o custo de oferta (custo de operação) das unidades disponíveis para reserva. A técnica proposta permite determinar o montante da reserva operativa de um sistema de potência como uma função inerente às características elétricas e de confiabilidade do mesmo, especialmente das unidades de geração e dos custos de oferta da capacidade destes recursos.. O principal fundamento da nova técnica é que não requer o estabelecimento ou a definição de nenhum tipo de índice de risco para se determinar o montante das necessidades de reserva de capacidade do sistema.

A nova metodologia permite também estipular o *custo máximo de oferta* para o serviço de reserva. A técnica por si só estabelece um custo de referência que não poderá ser

ultrapassado, tornando a relação custo/benefício indesejável e imprópria. Este limite ou barreira nos custos de oferta da capacidade de reserva é chamado de *Price Cap*. A criação deste preço máximo ou preço limite dos custos ofertados é de fundamental importância dentro do mercado de reserva, pois permite controlar qualquer tentativa de especulação nos preços de oferta dessa capacidade [LARLA00, PVSM02].

A criação de um *Mercado de Reserva de Capacidade* incentivará os proprietários das unidades de geração a participarem efetivamente deste mercado, pois poderão ofertar a sua capacidade disponível (não usada na operação normal) para a prestação desse serviço. As unidades de geração que participarem desse mercado não farão parte do despacho econômico da operação normal, visto que têm um custo oferta no mercado de energia *spot* muito alto. Isto permitirá melhorar a confiabilidade do sistema e beneficiar economicamente os proprietários dessas unidades de geração que participarem do atendimento desse serviço ancilar do sistema. A técnica permitirá avaliar também o impacto tanto na tarifa de energia elétrica quanto na qualidade do serviço prestado, através do comportamento da relação custo/benefício das unidades selecionadas para reserva e a sua incidência na confiabilidade do sistema.

A nova técnica para a determinação da reserva de capacidade de um sistema permite a seleção de um conjunto de unidades por critérios econômicos, fundamentados nos custos de oferta dessas unidades. Porém, a alocação e o montante dessa capacidade é decidida através de critérios de confiabilidade, estabelecendo-se o equilíbrio entre o custo da reserva e o custo de perda de carga LOLC (*Load of Loss Cost*) ou valor da confiabilidade do sistema.

Num ambiente competitivo, deve-se garantir padrões mínimos de qualidade no fornecimento de energia. A técnica proposta nesta tese garante o cumprimento destes requisitos.

## **1.2 ESTADO DA ARTE**

Neste trabalho, a avaliação da reserva operativa de um sistema elétrico será analisada detalhadamente, visto que o principal objetivo desta tese é fornecer uma nova metodologia de cálculo para dimensionamento, locação e valoração da reserva de capacidade operativa.

Nesta parte da tese, são revistas algumas das mais importantes referências bibliográficas sobre a aplicação de métodos probabilísticos na determinação da reserva de capacidade e seus principais aportes nesta área. Indubitavelmente, existem muitas outras referências sobre o assunto de interesse, mas todas apontam basicamente para os mesmos conceitos e fornecem resultados similares.

Entre os anos 1945 e 1960 [C47, C50, S51, AC57], todos os trabalhos apresentados tinham como principal fundamento a aplicação de métodos probabilísticos para avaliação da confiabilidade dos sistemas de potência e a determinação da capacidade da *reserva estática*. A referência para este propósito, era um índice de risco preestabelecido e, normalmente, considerava-se um valor de energia não suprida como alvo a ser atingido para a determinação dessa reserva. A carga era considerada como função da curva de duração de carga horária, e os valores de energia considerados nas unidades eram seus valores médios. Na verdade, isto não é possível pois as unidades não podem operar o tempo todo com esse valor.

Em 1963 [ABCHJS63], foi proposto o primeiro trabalho importante na avaliação da *reserva operativa*. Pretendia-se determinar as necessidades de reserva operativa de tal forma que o serviço de confiabilidade permanecesse constante de uma hora para outra, de um dia para outro e de uma estação sazonal para outra. São levados em consideração fatores como mudanças no nível de carga, incerteza no prognóstico de carga no curto prazo e mudanças no tamanho das unidades programadas para a operação. Essa metodologia foi adotada pela interligação *Pennsylvania - New Jersey - Maryland*, conhecida também como sistema de interligação PJM.

O método PJM propõe calcular a probabilidade de falha no atendimento da carga durante algum período, tal como um dia ou um ano, no qual nenhuma unidade geradora pode ser substituída ou outras serem postas em operação. Assim, torna-se necessário reavaliar continuamente a probabilidade de falha ou risco de não atendimento da demanda à medida que a carga do sistema e/ou as condições do parque gerador variem (o dia é tomado como a menor unidade de tempo; e os cálculos são realizados para a carga da hora pico do dia). A probabilidade de falha para o ano é o somatório das probabilidades diárias. A técnica pretendia achar somente a capacidade de reserva operativa para um *período específico de*

*tempo* durante o dia, a fim de fornecer uma proteção razoável contra incertezas na previsão da carga e falhas no sistema de geração.

Na interligação PJM, o pico de carga horária é estimado para três períodos de carga pesada, junto com a capacidade de geração durante os dias da semana (manhã, tarde e noite), e para dois períodos de carga pesada durante os sábados e domingos (manhã e noite). Dessa maneira, o período de carga pesada é tomado como a menor unidade de tempo para determinar a probabilidade de falha no atendimento da carga.

Este método apresenta uma técnica de avaliação da reserva operativa necessária para manter um nível de risco uniforme na operação diária de um sistema interligado, com suficiente capacidade de transmissão, tal que a capacidade de reserva operativa em alguma parte do sistema possa ser considerada como disponível em alguma outra parte do sistema.

A duração da maioria das saídas forçadas é maior que o tempo de partida do equipamento marginal. A duração efetiva de todas as saídas forçadas pode ser assumida como igual ao tempo de tomada de carga *lead time* (tempo de retardo, compreendido entre o instante de iniciar a partida e o instante da tomada efetiva de carga numa unidade de geração). Assim, a probabilidade de que uma unidade qualquer esteja em saída forçada (saída forçada, porém não pode substituída) é igual à taxa de ocorrências de saídas forçadas (saídas por hora de operação) multiplicada pelo tempo de tomada de carga, em horas, do equipamento marginal.

As taxas de saída forçada podem ser obtidas através dos dados básicos das saídas forçadas, já que a probabilidade de ocorrência de uma saída individual é igual à probabilidade da sua existência, dividida por sua duração média. Nesse procedimento, para determinar as necessidades de reserva operativa, deve-se fixar com antecedência um nível de risco.

A principal desvantagem do método PJM é que o índice calculado fornece uma indicação do risco do sistema no final de um período de tempo (final do tempo de tomada de carga) e não considera os riscos atribuíveis aos estados que o sistema possa percorrer durante esse intervalo. Considera também um nível de risco uniforme, o que não é verdade, pois para cada hora de demanda, o comportamento do sistema é completamente diferente. Portanto, seu

nível de risco também será diferente, além de seu valor não ser coerente com a realidade do sistema pois é um valor preestabelecido em forma subjetiva.

Em 1967 [L67], formula-se uma metodologia chamada de controle adaptivo de confiabilidade, que reconhece a importância da confiabilidade dos sistemas no curtíssimo prazo. O objetivo é responder com decisões apropriadas de operação para maximizar com limites a segurança do sistema em qualquer instante de tempo. O sistema de controle adaptivo sugerido aqui é composto de duas partes: (i) estimativa da confiabilidade para o curtíssimo prazo e (ii) ações de controle. Esta metodologia baseia-se na determinação de um nível de risco no curtíssimo prazo referido a um valor preestabelecido, o qual torna a técnica uma aproximação pouco coerente com a operação real do sistema, pois as ações compensadoras são executadas um tempo após a ocorrência das perturbações; neste período de tempo, o sistema fica bastante vulnerável.

Entre 1969 e 1971 [BJ69, P70, BJ71], foram publicados vários trabalhos baseados nos processos de Markov (processos contínuos no tempo) para determinar as probabilidades dos estados das unidades de geração como função do tempo. Considera-se importante minimizar o tempo de partida das unidades, pois o montante de reserva operativa depende desse tempo. Uma vez determinado o tempo de tomada de carga, calculam-se as probabilidades dos estados dos geradores. Estas metodologias trabalham com as curvas de carga horária, e a energia fornecida pelos geradores é um valor médio, o que não reflete a real operação do sistema. Além disso, a representação por espaço de estados não permite modelar adequadamente o comportamento dos sistemas quando é necessário avaliar seu desempenho operativo.

No ano de 1972 [BJ72a, BJ72b, P72], foram publicados alguns trabalhos mostrando como devem ser usadas as curvas das áreas de risco e das funções de segurança para a determinação da reserva operativa e níveis de risco do sistema. Estes critérios dependem das unidades consideradas na reserva do sistema e de seu tipo (partida rápida, reserva quente, etc.). Com estas técnicas é possível saber o valor do risco para uma condição de geração e de reserva de um sistema e como modificá-lo. Mas é difícil estabelecer o nível de segurança nos períodos de tomada de carga dessas unidades.

Em 1973 [BJ73], foi publicada uma metodologia para incorporar alguns dos problemas práticos dos sistemas interligados nos cálculos da confiabilidade da capacidade operativa. Os tipos de acordos que governam a ajuda entre sistemas influenciam significativamente os níveis de risco nos vários sistemas, indicando que não deve existir um único nível de risco para os sistemas envolvidos na interconexão. Esta técnica disponibiliza a rede de interconexão entre áreas dentro das análises para a determinação da reserva operativa de um sistema elétrico de potência. Porém nesta técnica deve-se estabelecer *a priori* os índices de risco para a determinação da reserva operativa.

Em 1975 [LCCRR75], para o sistema interligado *Pennsylvania - New Jersey - Maryland* (PJM), adota-se a divisão da reserva operativa em: (i) *reserva primária*, capaz de tomar carga num período de dez minutos e (ii) *reserva secundária*, capaz de tomar carga num período de trinta minutos. A reserva primária tem duas componentes: *girante* e *partida rápida*. A componente *girante* é derivada das unidades que estão sincronizadas e sob o controle do um regulador de velocidade. A componente de *partida rápida* é derivada das unidades com turbinas de combustão, diesel, hidráulicas e hidráulicas por bombeio, capazes de partir e realizar a tomada de carga num período de dez minutos.

Esta metodologia permite classificar as unidades de geração para satisfazer as necessidades de cada tipo de reserva, ou seja, as unidades de geração são classificadas de acordo com seu tempo de tomada de carga, permitindo-se construir de forma mais apropriada as curvas das áreas de risco do sistema. A técnica só consegue determinar o nível de risco no final do período considerado, mas não nos estados intermediários.

As metodologias publicadas entre 1975 e 1988 têm todas o mesmo propósito e suas técnicas propostas são bastante semelhantes, ou seja, todas determinam a reserva girante de um sistema através de um índice de risco preestabelecido e levam em consideração os riscos dos intercâmbios através da rede de interligação.

Em 1988 [BC88], foi desenvolvida uma técnica para determinar a distribuição coerente de reserva operativa entre as áreas de um sistema interligado. O problema principal a ser resolvido era definição do conjunto de unidades a serem comissionadas em cada sistema individual, a fim de se atingir o risco especificado no nível da interconexão.

O método fornece uma aproximação para achar a solução desse problema, chamada de *conceito dos dois riscos*. Nesta, dois índices de risco são selecionados: um índice de risco para o sistema individual SSR (*Single System Risk*) e um outro para o sistema interligado ISR (*Interconnection System Risk*).

No que se refere aos dois índices de risco, pode-se determinar qual é o sistema mais deficitário em reserva e adotar medidas para compensá-lo, no entanto, é difícil resolver o problema quando se quer determinar o nível de risco do sistema global, pois não existe uma solução que suporte um déficit para atingir um nível de risco estabelecido. Também permite determinar as necessidades de reserva operativa para sistemas interligados multi-área, considerando para tal propósito o sistema de interligação. Porém a determinação de um valor de reserva operativa para a seleção de um apropriado nível de risco individual em cada área ou sistema interligado é uma decisão puramente subjetiva.

Em 1994 [SB94], descreveu-se uma política de preços para a reserva girante, chamada modelo de confiabilidade de preços diferenciados. A compra de reserva de capacidade girante adicional e preços ótimos permite beneficiar os usuários, através de preços reduzidos na potência ativa e reativa e no aumento do nível de confiabilidade do sistema como um todo. Esta metodologia fornece uma ótima política para os preços de compra da capacidade de reserva girante do ponto de vista de bem-estar social (*welfare*). Porém, o nível de risco do sistema é função dos valores máximos de potência ativa e reativa da capacidade de reserva girante, que são valores preestabelecidos. Assim, o modelo, em nenhum momento, leva em consideração aspectos operativos do sistema, como regulação de tensão e linhas de interligação saturadas, e, conseqüentemente, não prevê uma área *slack* ou de reserva que auxilie ou compense tais situações.

Em 1995 [KB95], as técnicas usuais de unidade comissionada foram usadas para calcular o valor do risco a partir do ponto de vista de um sistema composto. A função de risco para um sistema composto é chamada de risco dos estados operativos num sistema composto CSOSR (*Composite System Operating States Risk*) [BK92], considerando como complemento os efeitos do sistema de transmissão.

Esta metodologia, embora considere o sistema interligado para a avaliação do nível de risco do sistema composto, não permite atingir o valor do índice de risco prefixado quando as linhas de transmissão do sistema interligado estão saturadas, pois não é possível alcançar esse objetivo somente através das unidades comissionadas. A rede de transmissão deve estar capacitada para complementar e satisfazer essa necessidade do sistema.

Em 1996 [FBA96], foi apresentada uma aproximação para avaliar o grau de bem-estar (*welfare*) do sistema na resposta de capacidade do sistema de geração. O total bem-estar do sistema de geração em termos da sua resposta de capacidade é chamado como saudável (*health*), marginal e em risco. Um critério de risco, denominado estado de risco na resposta do sistema de geração GRSR (*Generating System Response State Risk*), é usado para determinar a programação de carga ou despacho das unidades de geração. Uma vez encontrado o número de unidades comissionadas, a reserva operativa pode ser distribuída entre as unidades comissionadas para satisfazer o critério de resposta. O índice de risco chamado GRSR é definido como o critério de despacho de carga dos geradores. O despacho deve ser tal que o critério de resposta especificado para o sistema seja satisfeito.

Esta metodologia apresenta uma solução para determinar o índice de risco no atendimento da carga do sistema, mas seu desempenho é questionado quando as unidades comissionadas são postas em operação, porquanto, não é possível conhecer o risco na resposta do despacho programado para cada unidade e, menos ainda, o risco da sua disponibilidade no período de interesse. Nesta técnica, o índice GRSR é um valor preestabelecido.

Em 1997 [ML97], fez-se uma quantificação da reserva girante entre as áreas de controle do sistema elétrico brasileiro. O trabalho propõe alternativas de operação para viabilizar os novos requisitos inerentes à descentralização do processo de tomada de decisão. Propõe-se uma extensão do método PJM [ABCHJS63] utilizado no cálculo da reserva girante e do critério dos dois riscos [KB95] para incluir sistemas multi-áreas. A partir do ponto de vista de áreas, foram definidos dois índices de risco: risco de área isolada SAR (*Single Area Risk*), que representa o risco da área sem ajuda das demais áreas, e risco de área interligada ou assistida IAR (*Interconnected Area Risk*), que representa o risco da área considerando ajuda ou assistência das outras áreas.



A partir do ponto de vista da operação do sistema, foi definido o índice de risco chamado risco do sistema multi-área MSR (*Multi-area System Risk*), que representa a probabilidade do sistema interligado falhar no atendimento da sua carga num determinado período. O índice MSR fornece a informação necessária acerca da confiabilidade do sistema, com todas as áreas ajudando mutuamente.

Para a locação da reserva foram definidas três estratégias: (i) *equalização de riscos*, que considera que os riscos de cada área devem ser iguais. Nesse esquema, os reguladores têm um completo controle das reservas de cada área. Já que o índice MSR é preestabelecido, todos os índices SAR's são automaticamente fixados; (ii) *riscos não-equalizados com Swing*, onde o índice de risco SAR é uma variável a ser definida pelas áreas de controle. É bem provável que ao final, quando todas as áreas atingirem o seu índice de risco SAR, o índice MSR do sistema interligado não esteja dentro do desejado. Assim, alguma área da interligação deverá prover reserva girante até atingir o risco MSR. Essa área é chamada de *Swing*; (iii) *risco não-equalizado sem Swing*; que é uma estratégia derivada da anterior e não garante mais um risco mínimo para o sistema interligado, ou seja, o MSR será uma função das políticas adotadas por cada área de controle. Neste caso, desaparece a necessidade da área *Swing*.

Esta metodologia considera uma nova técnica de auxílio chamada "área swing", que dá solução ao problema de desequilíbrio na determinação do valor do índice de risco do sistema interligado MSR, pois com ela é possível atingir esse objetivo preestabelecido. A técnica também flexibiliza o processo, permitindo-se que os valores de risco individuais SAR possam ter valores diferentes. A técnica não faz, porém, nenhuma avaliação quanto ao risco das unidades comissionadas ficarem indisponíveis no período pre-operação (24 ou 30 horas antes da operação), não leva em consideração o risco na resposta do despacho programado para cada unidade e não considera o critério econômico na seleção das unidades de reserva.

Em 1999 [N99], as concessionárias de eletricidade dos EUA abriram mercados competitivos para a capacidade instalada e a capacidade operativa, energia, reserva girante e não-girante e controle automático de geração. Uma pesquisa sobre o assunto abordou somente o tratamento dos mercados da capacidade instalada e capacidade operativa, as quais podem ser combinadas sob o critério da confiabilidade, que deve ser o mesmo para todos os sistemas dos entes participantes.

Num consórcio ou *pool*, a distribuição da reserva girante baseia-se na razão entre a carga (carga de pico) e o total da carga dos entes participantes. O planejamento dos mercados é baseado nos níveis de risco dos sistemas, os quais devem ser iguais, critério este que é chamado de equidade da confiabilidade. O conceito de equidade da confiabilidade permite a combinação dos mercados de capacidade operativa e de capacidade instalada num só mercado. O principal objetivo do trabalho é determinar a capacidade obrigatória dos entes participantes dentro do consórcio ou *pool*. Essa capacidade é influenciada apenas pelo nível de risco preestabelecido, o que normalmente é feito diretamente pelos entes participantes e pelo sistema operador.

Também no ano de 1999 [HG99], usando uma rede neural artificial ANN (*Artificial Neural Network*), foi determinada a quantidade de reserva pronta ou reserva operativa de um sistema de potência. Se o sistema de potência esgota sua reserva girante sem resolver o problema do balanceamento da demanda, sem dúvida deve ser ativada a reserva pronta RR (*Ready Reserve*) [BA96], que consiste em unidades de geração de partida rápida. A capacidade de reserva girante é de caráter estocástica e pode ocorrer falha para compensar o déficit de potência que aparece quando o sistema sofre uma ou mais saídas de unidades de geração. Somente as unidades de partida rápida podem ser consideradas como uma parte confiável da reserva operativa.

Nesta metodologia, entretanto, o benefício da reserva pronta para melhorar o risco de déficit representa uma situação transitória de alto risco para o sistema já que, no momento em que a capacidade de reserva girante fica saturada, pode-se apresentar cortes de carga para balancear o conjunto geração/carga até conseguir a operação efetiva das unidades de reserva pronta.

Também em 1999 [GMBK99], foi apresentada outra metodologia com o objetivo de reduzir os custos de produção de um sistema de potência através da integração da avaliação probabilística da reserva na função de unidade comissionada UC (*Unit Commitment*). A geração é programada para atingir um nível de risco fixado *a priori*.

O conceito de índice de risco foi integrado com a *relaxação lagrangiana* para unidade comissionada, programando-se o despacho e minimizando-se o custo total do combustível, a fim de manter o índice de risco no nível preestabelecido.

Nesta metodologia, a tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis COPT (*Capacity Outage Probability Table*) é construída com as unidades comissionadas através da *relaxação lagrangiana*. As incertezas da carga são então incorporadas para se obter o índice de risco, o qual é comparado com o índice de risco preestabelecido, resultando na adoção das necessidades de reserva girante.

A técnica baseia-se na relação custo/benefício para incrementar a reserva girante até que seu custo marginal exceda o benefício fornecido. Então, o custo marginal da reserva deve ser comparado com o custo da energia não suprida.

Nesta metodologia, o uso da COPT para determinar probabilisticamente o valor da reserva girante é uma ótima medida de correção do método da unidade comissionada. Entretanto, o valor de reserva girante depende do valor do risco fixado *a priori*. Observa-se também que o custo associado à reserva girante é avaliado com os custos incrementais de operação dos geradores. Em nenhum momento existe diferença se as unidades estão comissionadas para reserva ou para atendimento da demanda em condições normais.

No ano 2000 [AI00], foram definidas várias medidas para o fornecimento da reserva de potência em mercados de eletricidade não-regulados ou competitivos. A reserva de potência pode ser comprada ou vendida e deve ser tratada como uma mercadoria separada dentro do mercado *spot*. Na indústria atual, uma parte importante dos custos da eletricidade é diretamente obtida satisfazendo-se incondicionalmente o critério de confiabilidade  $(N - 1)$ .

Segundo esta metodologia criam-se decisões básicas, fazendo com que os produtores e os usuários de potência participem de um mercado de reserva. Nesse mercado de reserva, duas questões devem ser estudadas: (i) o efeito do mercado nas transferências (importação e exportação) da capacidade de reserva através da rede de transmissão; e (ii) a uniformização das reservas dispersas no sistema.

Propõe-se também a criação de um mercado de potência onde a reserva de potência apareça como um novo produto dentro do mercado *spot* de potência. Esse é o primeiro passo para a criação de um cenário de mercado de reserva dentro de um ambiente competitivo. Dentro deste cenário, o que mais importa são os benefícios para os produtores de potência, pois garante-se a oferta de uma mercadoria necessária para a operação normal de um sistema de potência. O mercado de reserva pode operar simultaneamente com o mercado *spot* de potência, embora o preço da reserva seja diferente do preço *spot*.

A segurança no fornecimento reflete-se no aumento dos custos de produção do sistema. Logo, torna-se prioritário saber qual a quantidade ótima de reserva girante que deve ser programada para poder agir diretamente nesses custos. A proposta desta metodologia está fundamentada especificamente no custo marginal das unidades comissionadas o que inibe a programação apropriada de um montante de reserva para atingir o risco estabelecido..

Todas as metodologias descritas desde 1960 até o ano 2000 estão baseadas em técnicas probabilísticas para a determinação da reserva operativa de um sistema elétrico de potência. O cálculo desse montante de reserva operativa se fundamenta na estimativa de um índice de risco preestabelecido ou fixado *a priori*. O índice de risco é simplesmente a determinação da probabilidade de não fornecimento da demanda do sistema, num período de tempo de interesse. Se o índice de risco é atingido, os resultados deverão mostrar o número de unidades de geração necessárias e a capacidade de potência que terá que ser incluída na operação normal do sistema, mas em nenhum momento são levados em consideração critérios econômicos para serem usados como parâmetros de decisão na seleção de tais unidades

Já no ano 2000 [LARLA00], foi descrita uma metodologia onde os critérios econômicos são muito importantes para a determinação da reserva operativa de um sistema elétrico de potência (sistema da Califórnia nos EUA). A técnica está fundamentada na criação de um mercado de reserva operativa, onde são apresentados os agentes ofertantes das unidades de geração com a suas respectivas capacidades de oferta e seus custos de oferta associados. Observa-se no trabalho que o mercado de reserva de capacidade é um mercado diferente do mercado *spot* de energia, e com custos de oferta também diferentes.

O trabalho mostra que a aquisição dos serviços auxiliares é a maior função operacional nos mercados de eletricidade não regulados. No passado, o Operador Independente do Sistema ISO (*Independent System Operator*) da Califórnia obteve sequencialmente a capacidade de reserva desde os serviços auxiliares do mercado de alta qualidade até o mercado de baixa qualidade. O custo de aquisição para cada mercado está baseado no *preço de liquidação do mercado MCP (Market Clearing Price)* ou custo marginal do mercado de reserva. O preço de oferta ou custo de liquidação do mercado MCP é o maior valor aceito dos custos ofertados nos respectivos mercados de reserva, para satisfazer as necessidades de reserva de cada mercado.

O método sequencial usado pelo ISO no sistema elétrico da Califórnia não produz necessariamente os menores custos de todos os preços ofertados em cada mercado de reserva. Para poder superar esse obstáculo, foi desenvolvido um algoritmo chamado *método racional de compra (Rational Buyer)*, usado pelo ISO da Califórnia desde 18 de agosto de 1999. Por uma exigência ou necessidade mutável do mercado de baixa qualidade para o mercado de alta qualidade, o algoritmo desenvolvido realiza uma exaustiva busca para encontrar o plano de mínimo custo, enquanto se mantêm inalteradas as necessidades de todos os mercados de reserva. Os resultados do processo do algoritmo mostram uma excelente viabilidade e um bom desempenho, visto que se consegue uma importante economia de todos os custos considerados.

O ISO do sistema da Califórnia considera quatro serviços auxiliares na procura das suas necessidades de reserva, obtidas na base horária dos mercados diários e horários. São definidos como segue:

1. *Regulação (Regulation)*: serviço fornecido por unidades de geração que podem responder ao controle automático de geração AGC (*Automatic Generation Control*) do ISO na direção superior ou inferior para equilibrar a geração e a demanda em tempo real. Neste trabalho, o termo regulação refere-se à regulação na direção inferior somente.
2. *Reserva girante (Spinning Reserve)*: capacidade de reserva disponível em 10 minutos da capacidade de geração em operação (*on-line*) e/ou das importações.

3. *Reserva não-girante (Non-Spinning Reserve)*: capacidade de reserva disponível em 10 minutos da capacidade de geração fora de linha (*off-line*), cargas interruptíveis e/ou das importações.
4. *Reserva de recomposição (Replacement Reserve)*: capacidade de reserva disponível em 60 minutos da capacidade de geração em operação (*on-line*) ou fora de linha, cargas interruptíveis e/ou das importações.

Estes quatro serviços ancilares constituem os quatro mercados de reserva do sistema elétrico da Califórnia.

Esta metodologia fundamenta-se num índice de risco de não atendimento da demanda. Com o valor preestabelecido para este índice, calculam-se as necessidades de reserva operativa do sistema. Definidas essas necessidades de capacidade para cada mercado de reserva, através dos métodos *seqüencial (Sequential)* ou racional de compra *rational buyer*, realiza-se a alocação dessas necessidades nos respectivos agentes participantes nos mercados de reserva em função de seus custos de oferta.

Como pode ser observado, esta metodologia precisa também de um índice de risco para determinar as necessidades de reserva de capacidade de cada mercado; não leva em consideração as características de confiabilidade das unidades de geração participantes nos mercados de reserva operativa; e sua seleção para atingir esses objetivos de capacidade é efetuada através somente de um critério econômico. Esta estrutura coloca em evidência a parte crítica do método: os resultados obtidos não são adequados do ponto de vista da confiabilidade.

No ano 2002 [CHG02], publicou-se um outro trabalho onde é proposta uma metodologia que otimiza o desempenho da técnica racional de compra *rational buyer* para a alocação das necessidades de reserva nos diferentes agentes ofertantes de cada mercado. O trabalho está baseado no pesquisa do ano 2000 [LARLA00].

A pesquisa desenvolvida no presente trabalho de tese propõe uma nova técnica para a determinação das necessidades de reserva de capacidade do sistema e a sua locação nos

agentes ofertantes nos mercados de reserva que dispensa a necessidade de se estabelecer ou fixar *a priori* um índice de risco para atingir tal objetivo. A técnica promulga a criação de um mercado formal de reserva de capacidade para poder fornecer, de forma eficiente para o sistema, o serviço ancilar de reserva operativa de potência. A determinação do montante de reserva operativa do sistema e sua alocação são realizadas através do uso do custo de perda de carga do sistema LOLC (*Loss of Load Cost*) ou valor da confiabilidade e dos custos de oferta nos mercados de reserva. Os resultados do processo do algoritmo mostram uma excelente viabilidade e um bom desempenho para o cálculo da reserva operativa.

### 1.3 ESTRUTURA DA TESE

Esta tese é composta por sete capítulos, os quais serão brevemente comentados a seguir.

O presente capítulo faz uma descrição do problema da reserva de geração dentro da operação de um sistema de potência, e apresenta através do estado da arte ou resumo histórico do desenvolvimento de metodologias baseadas na técnica probabilística para resolver o problema da reserva operativa dos sistemas elétricos de potência.

O Capítulo 2 apresenta e define o conceito de reserva estática de geração e os métodos de cálculo que existem para sua determinação. Aqui também se faz uma descrição do uso do custo de perda de carga LOLC para estimar o montante da reserva estática.

No Capítulo 3, é apresentado o conceito de reserva operativa, sua classificação e o métodos que existem para a sua determinação.

No Capítulo 4, são apresentados o custos de operação mais relevantes de um sistema e, de forma especial, faz-se uma descrição do processo de avaliação do custo de interrupção a nível dos usuários e do custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) do sistema.

No Capítulo 5, promulga-se a criação de um mercado formal de reserva de potência diferente do mercado *spot* de energia. Mostra-se como é alocada a reserva de potência nos

diferentes recursos ou agentes ofertantes nos mercados de reserva e as técnicas atualmente disponíveis para tal propósito.

No Capítulo 6, é descrita uma nova técnica para a determinação, alocação e valoração da reserva operativa de um sistema de potência, constituindo portanto, um novo método para determinação da reserva de capacidade. Mostra-se também a forma como esta nova metodologia integra o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) e o custo de oferta da capacidade de reserva, na determinação da reserva operativa de um sistema. A metodologia proposta, estabelece uma relação custo/benefício através da qual é possível determinar o montante de reserva e a sua alocação entre todos os recursos ofertantes no mercado de reserva operativa.

Neste capítulo também são apresentados os resultados obtidos nos diferentes testes executados ao algoritmo proposto neste trabalho para determinar a sua operacionalidade e eficiência quando submetido a diversas mudanças no comportamento dos parâmetros (taxas de falha das unidades de geração, custos unitários de interrupção, custos de oferta, etc.) que intervêm na seleção da capacidade de reserva de um sistema de potência.

No Capítulo 7, são fornecidas as conclusões deste trabalho e algumas propostas de estudos futuros com a finalidade de ser consideradas na determinação do montante da reserva operativa dos sistemas elétricos de potência.



# CAPÍTULO 2

## RESERVA DE CAPACIDADE ESTÁTICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo se faz uma breve descrição dos métodos de cálculo da reserva estática no planejamento da expansão, dando especial ênfase às técnicas probabilísticas e salientando também o fato de que a reserva estática faz parte da reserva total de capacidade de um sistema elétrico de potência. Deve-se esclarecer que os tópicos tratados nesta parte da tese são abordados de uma forma geral sem entrar em maiores detalhes, pois esta área não é o principal interesse da pesquisa do presente trabalho.

No planejamento da expansão, determina-se a seqüência de reforços no sistema (geradores, transformadores, linhas, etc.) que permite o atendimento da demanda de seus usuários de forma *econômica e confiável*. Estes são objetivos verdadeiramente conflitantes, uma vez que um ótimo desempenho do sistema requer investimentos elevados, o que implica aumento de custos e maiores tarifas para o consumidor. Sendo assim, é necessária a aplicação de técnicas ou metodologias para as análises dos sistemas elétricos de potência que tornem possível quantificar e otimizar os custos e a confiabilidade de um sistema elétrico não só na expansão, mas também na operação.

O objetivo é selecionar o plano de expansão capaz de atender a demanda futura da carga com *mínimo* custo e *máxima* confiabilidade. Atingir tais objetivos é uma tarefa complexa. Postergar reforços implica a redução do custo de investimentos, porém haverá queda na confiabilidade do atendimento aos consumidores e, conseqüentemente, aumento de seus custos associados (valor da confiabilidade).

Nas análises da operação ou do planejamento da expansão, dois conceitos diferentes, mas bastante relacionados, devem ser considerados: (i) a avaliação da segurança do sistema de potência e (ii) o uso de medidas da confiabilidade do sistema. O primeiro é objetivo no

curto prazo e guia a operação do sistema numa hora ou num dia. O segundo envolve a avaliação da confiabilidade para o planejamento no longo prazo e projeta o sistema de potência para um horizonte de vários anos.

Um vínculo essencial entre o conceito de segurança do sistema em operação e o critério usado para o planejamento no longo prazo é o uso de índices probabilísticos para medir segurança e/ou confiabilidade, os quais descrevem o estado do sistema. Os modelos usados em cada caso geralmente são diferentes; de qualquer modo, a avaliação da segurança do sistema está baseada em probabilidades dependentes do tempo para caracterizar os estados do sistema, enquanto que a confiabilidade do sistema no longo prazo depende das correspondentes probabilidades estacionárias dos estados (seus valores são constantes no tempo e *independem* das condições existentes no início do período de análise).

A confiabilidade dos sistemas de potência é um conceito abrangente e não, por si só, uma medida do desempenho esperado do sistema. É avaliada através de índices relacionados aos seus dois atributos: adequação e segurança [PROSD78, CIGRE87]. *Adequação* é a capacidade de o sistema suprir de forma agregada os requisitos de potência e energia elétrica dos consumidores dentro dos limites de carregamento e de tensão dos componentes, levando em consideração as saídas planejadas ou não de seus componentes. *Segurança* é a capacidade de o sistema sobreviver a distúrbios bruscos, tais como perdas inesperadas de seus componentes. Note que a "capacidade de sobreviver a distúrbios bruscos" é interpretada como a capacidade de evitar a instabilidade do sistema causada por tais distúrbios.

No contexto da expansão de um sistema elétrico de potência, para se poder garantir um plano ótimo de expansão, deve-se, então, minimizar o somatório dos custos de investimento, do valor esperado do custo da operação e das interrupções de suprimento ou valor da confiabilidade. Neste caso, o nível de confiabilidade não é estabelecido *a priori*, mas é uma das conseqüências de um processo de equilíbrio econômico, que depende essencialmente dos custos de interrupção [SBL91, WM94, MLPMS95, M79].

As técnicas usadas no passado para a determinação da confiabilidade de um sistema eram baseadas em critérios determinísticos e, em quase todas as circunstâncias, com o intuito de qualificar e não de quantificar o comportamento dos sistemas elétricos. É, pois,

conveniente desenvolver e utilizar métodos de análise que reconheçam as características de incerteza associadas a certas condições e grandezas, e que possam ser quantificadas em valores ou índices, para, assim, eliminar a possibilidade de ambigüidades.

O ponto fraco dos critérios determinísticos para a avaliação da confiabilidade é que eles não refletem a natureza estocástica do comportamento dos componentes dos sistemas. Para poder resolver todas estas dificuldades tornam-se cada vez mais necessário a procura de ferramentas ou técnicas mais coerentes e melhor estruturadas.

A busca de métodos e técnicas probabilísticas foi iniciada desde o final dos anos 30 [L34, B34, D38], e pode-se questionar por que tais métodos não foram amplamente usados no passado. As principais razões foram: falta de dados, recursos computacionais limitados, falta de técnicas realísticas, aversão ao uso de metodologias probabilísticas e falta de compreensão dos critérios probabilísticos e dos índices de risco.

Nos estudos de planejamento da expansão e da operação, a determinação da quantidade requerida da capacidade de geração para garantir um fornecimento adequado (continuidade e qualidade) é um fator muito importante a ser avaliado. Esta área de análise é chamada confiabilidade de geração, e deve ser analisada sob dois aspectos: *capacidade estática* e *capacidade operativa*. A capacidade estática determina, no longo prazo, as necessidades do sistema em sua forma global (capacidade instalada) para atender o crescimento da demanda. A capacidade operativa tem como objetivo avaliar os requerimentos no curto prazo para atender um determinado nível de carga. Estas duas áreas consideram que não há problemas de transporte de energia (as linhas de transmissão operam dentro dos seus limites de capacidade de transferência) e definem um modelo de geração e um modelo de carga que são combinados para fornecer um modelo de risco do sistema.

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

O planejamento ótimo estabelece um balanço entre custos e confiabilidade, levando em consideração as incertezas nas futuras condições de operação [EPRI90]. Uma alternativa

possível é colocar limites no nível de confiabilidade. Neste caso, deve-se minimizar tanto o custo de investimento como o custo esperado de produção, mantendo-se assim um nível de risco menor que o 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 (*Loss of Load Expectation*), é freqüentemente tomado como 0.1 dias/ano [SBL91]. Outros índices de confiabilidade, como a energia esperada não Suprida EENS (*Expected Energy Not Supplied*), também podem ser usados. Entretanto, permanece um certo grau de arbitrariedade na definição desses valores. No Brasil, por exemplo, considera-se uma probabilidade de interrupção devido à insuficiência de geração equivalente a 5 horas/mês ou 2.5 dias/ano [LL87].

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

Uma metodologia mais adequada para o planejamento da expansão de geração deveria levar em consideração os limites de confiança associados aos índices de confiabilidade, de modo a se ter uma decisão mais segura [BA88, BC88].

## **2.2 REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Para a avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico de potência, tanto no planejamento da expansão como na operação, deve-se contar com uma apropriada representação matemática de seus componentes e também da sua demanda que reflitam o seu comportamento sob diversas condições do sistema elétrico.

Os processos de Markov são ditos "sem memória", ou seja, representam processos em que estados futuros independem de estados passados, exceto daquele imediatamente anterior. Uma outra característica desse processo é o fato de ser estacionário, já que seu comportamento, ao transitar entre os estados, é inalterado ao longo do tempo.

Em estudos de confiabilidade, normalmente o espaço de estado é representado de forma discreta, enquanto o parâmetro tempo pode ser discreto ou contínuo, caracterizando as cadeias de Markov e os processos contínuos de Markov, respectivamente [E78, BA96, BJ69, WE91]. Geralmente para essas análises, os sistemas são considerados discretos no que tange ao espaço de estado, e contínuos no tempo. Isto significa que todos os componentes de um sistema de potência podem ser representados por modelos discretos no espaço e contínuos no tempo, sendo então chamados de processos de Markov. A razão desta consideração é porque os sistemas normalmente permanecem num determinado estado, ao longo do tempo, até que ocorra uma transição.

Nos processos Markovianos, o estado no qual o sistema se encontra depende apenas do estado anterior ocupado por ele. A transição de um estado  $i$  para um estado  $j$  é dada pela equação (2.1):

$$\lambda_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P[X(t + \Delta t) = j | X(t) = i]}{\Delta t} \quad (2.1)$$

Onde a função  $X(t)$  é uma variável aleatória que representa o estado do sistema ao final do tempo  $t$ .

Os processos Markovianos são estacionários, isto é, as transições são constantes, independentemente do tempo; portanto, pode-se escrever a seguinte equação (2.2):

$$\lambda_{ij} \Delta t = P[X(t + \Delta t) = j | X(t) = i] \quad (2.2)$$

A taxa de transição  $I_{ij}$  também pode ser interpretada como a razão entre o número de transições ocorridas do estado  $i$  para o estado  $j$  e o tempo de residência no estado  $i$ , como é mostrado na equação (2.3):

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{No. de transições do estado } i \text{ para o estado } j}{\text{Tempo de residência no estado } i} \quad (2.3)$$

Considere-se o modelo da Figura 2.1, onde é ilustrado um processo contínuo de Markov. Aqui o sistema permanece num determinado estado,  $i$  ou  $j$ , ao longo do tempo até que ocorra uma nova transição.

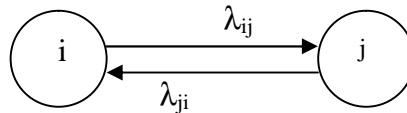


Figura 2.1 - Modelo contínuo de sistema a dois estados

Em relação ao modelo da Figura 2.1, utilizado para descrever o comportamento de processos Markovianos a dois estados (espaço de estado discreto e espaço paramétrico contínuo) [E78], torna-se imprescindível determinar de que forma evoluem as probabilidades dos estados ao longo do tempo.

As equações de solução do modelo com tempo contínuo (processo contínuo de Markov) podem ser obtidas a partir das equações de solução do modelo com tempo discreto (cadeia de Markov) [E78, BJ69, WE91]. O desenvolvimento e a solução destas equações encontra-se descrita no Apêndice A.

Normalmente os componentes de um sistema de potência, representados por um modelo de Markov a dois estados (operação e falha), incorporam os ciclos de operação e reparo. Para o modelo representado na Figura 2.1, pode-se assumir que o estado  $i$  representa a operação, por exemplo, de uma unidade de geração, sendo  $I_{ij}$  a *taxa de falha*, chamada simplesmente de  $I$ , e  $I_{ji}$  a *taxa de reparo*, chamada simplesmente de  $\mu$ . Pode-se observar que, nas equações (A.9) e (A.10) do Apêndice A, as falhas e os reparos consideram-se distribuídos

exponencialmente. Para essa situação particular, a expressão (A.10) do Apêndice A, representa a probabilidade de encontrar um componente em estado de falha *Down* em  $t = T$ , dado que estava em operação normal *Up* em  $t = 0$ .

As probabilidades de regime permanente ou estado *estacionário* podem ser obtidas através das equações (A.7) e (A.8) do Apêndice A. Assumindo-se que o tempo  $t \in \mathbb{Y}$ , seus valores serão dados pelas equações (2.4) e (2.5) respectivamente:

$$P_i = P_i(t \rightarrow \infty) = \frac{\lambda_{ji}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} \quad (2.4)$$

$$P_j = P_j(t \rightarrow \infty) = \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} \quad (2.5)$$

As equações (2.4) e (2.5) representam para as máquinas modeladas por dois estados a *disponibilidade*  $P_i$  e a *indisponibilidade*  $P_j$  para a operação, esta última chamada de *Taxa de Saída Forçada FOR (Forced Outage Rate)* ou *Taxa de Indisponibilidade Forçada TIF*.

O índice FOR é usado nos estudos de planejamento da expansão e constitui uma característica fixa (não muda) das unidades de geração. Para uma unidade de geração com um tempo de operação longo, a FOR é uma estimativa da probabilidade de que a unidade não estará disponível para operação no futuro. A equação (A.10) do Apêndice A não pode ser aplicada no caso em que a unidade seja usada só para o pico de carga ou para estados de operação intermitente, onde o tempo de serviço é relativamente curto. Somado a isso, o período mais crítico na operação de uma unidade de geração é o *tempo de tomada de carga*, e se forem comparadas a unidade usada só na base da carga e a unidade usada para picos, esta última terá poucas horas de operação e muitas partidas e paradas. Esses aspectos devem também ser incluídos na determinação da *indisponibilidade* da unidade em algum período de tempo no futuro [BA88, WE91].

A FOR também é usada na avaliação da capacidade estática de um sistema de potência, incluindo a sua reserva. No planejamento da expansão, as unidades de geração são modeladas a dois estados, devendo-se, portanto, determinar o valor das probabilidades

estacionárias para os dois estados: operação (disponibilidade) e falha (indisponibilidade). Na operação são usados modelos Markovianos com vários estados (modelos multiestado), considerando-se os estados intermediários entre o estado de operação e o estado de falha, como o estado de reserva ou *standby*.

Na avaliação da confiabilidade da capacidade instalada ou a instalar num sistema de potência, um dos cálculos mais relevantes é a determinação da probabilidade de encontrar uma certa quantidade da geração fora de serviço (capacidade avariada) num intervalo de tempo futuro que pode variar desde algumas horas até um ou vários anos.

### 2.3 MODELO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

O modelo de geração usado para a avaliação da capacidade a instalar e da reserva estática nos estudos de planejamento da expansão está baseado em duas representações distintas por espaço de estados e cronológica. Para as metodologias analíticas baseadas no critério do risco de não atendimento da demanda, o modelo da geração é representado por espaço de estados através da tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis ou avariadas COPT (*Capacity Outage Probability Table*). A tabela fornece as capacidades fora de serviço do sistema de geração, a probabilidade individual de cada estado (probabilidade do montante de capacidade avariada desse estado) e a probabilidade acumulada (probabilidade de encontrar uma quantidade de capacidade avariada igual ou maior que o montante indicado para um estado determinado).

Quanto maior o número de unidades do sistema, maior será o número de estados do modelo de geração, e sua análise através de um diagrama de espaço de estados tornar-se-á mais difícil. O modelo de geração é construído de uma forma mais eficiente quando as unidades de geração são adicionadas sucessivamente ao modelo. Nestes processos se assume que há independência estatística entre os estados de cada unidade de geração e que as transições entre os estados se dá de forma instantânea, de modo que a probabilidade de ocorrência simultânea de dois ou mais eventos é desprezível.

A referência [M86] fornece uma metodologia interessante para a construção do modelo de geração através da tabela das probabilidades e frequências das capacidades



indisponíveis COPFT (*Capacity Outage Probability and Frequency Table*) [LMC91]. O método é de grande eficiência computacional para a obtenção dos estados individuais de capacidade quando as unidades são modeladas a múltiplos estados, isto é, constitui-se num sistema desbalanceado em frequência.

Quando o único parâmetro de interesse é a probabilidade dos estados individuais de capacidade, por exemplo, o método da probabilidade de perda de carga LOLP, cada unidade, e também cada etapa do processo de combinação das unidades, pode ser representada por uma função de densidade de probabilidade de capacidade  $P_{G_i}$ , que define a variável aleatória capacidade disponível (ou indisponível)  $G_i$ .

No Apêndice B são apresentados o modelo da função de probabilidade de capacidade  $P_{G_i}$  usada para o desenvolvimento do processo de convolução e todas as equações de probabilidade e frequência relacionadas com esta técnica.

## 2.4 RESERVA DE CAPACIDADE

Garantir a qualidade no suprimento de energia não se dá apenas pela presença de reserva de capacidade de geração, transformação ou transmissão, mas pelo fato de tais reservas estarem ou não disponíveis em situações de emergência.

No sistema de geração, existem diversos estudos com objetivos específicos, entre os quais está a determinação da quantidade de *capacidade de reserva instalada*, ou reserva estática necessária, para manter o risco de não fornecimento da demanda em algum período de tempo menor que um nível preestabelecido. Nessas análises, pretende-se escolher as unidades (hidráulicas ou térmicas e a sua capacidade) que deverão ser adicionadas para atender a carga e o seu crescimento durante vários anos. Em outros tipos de estudos existe um duplo interesse: (i) determinar o *risco de não atendimento da carga* no intervalo entre a falha de uma unidade de geração e a partida e a tomada de carga de uma outra unidade da reserva e (ii) estabelecer a quantidade de *reserva operativa* para manter esse risco num valor menor que um nível estabelecido *a priori*.

A avaliação da reserva de capacidade no planejamento da expansão de um sistema elétrico estabelece a necessidade de adição de unidades de geração no futuro. A determinação de cada adição de geração está baseada num *nível de risco preestabelecido*, expresso através de um dos índices de confiabilidade, e na taxa esperada de crescimento da demanda para um posterior número de anos. Uma outra aplicação da reserva de capacidade é na operação do próprio sistema planejado. O interesse aqui é determinar o *risco do déficit de capacidade* durante o tempo requerido para repor a capacidade de uma unidade de geração em falha pela capacidade de uma ou várias unidades de reserva.

Normalmente se assume que as unidades de reserva estão sempre disponíveis, mas existe um *tempo de retardo* (retardo na substituição), devido ao processo de partida e tomada de carga a partir das condições frias das unidades. O tempo de retardo depende dos tipos de geradores usados como unidades de reserva: pode ser muito curto para unidades hidráulicas e turbogeradoras; e muito grande para unidades térmicas [E78, BA96].

Obviamente qualquer risco de déficit no sistema de geração pode ser diminuído se todas as unidades programadas para reserva forem mantidas sincronizadas e prontas para tomada de carga o tempo todo. Contudo, tal solução é antieconômica, pois manteria unidades de custo elevado em operação.

#### **2.4.1 Reserva de Capacidade Estática**

Na fase do planejamento, várias decisões são analisadas e executadas para se obter um desempenho ótimo dos sistemas elétricos de potência. Uma delas é decidir sobre a quantidade de capacidade de geração em excesso e a previsão de carga que deve ser instalada no sistema.

A capacidade adicional ou marginal de geração é conhecida como *reserva*. Ela é necessária para equilibrar falhas das unidades de geração e cumprimento dos programas de manutenção, bem como para compensar o crescimento da carga acima dos valores prognosticados. Se a capacidade de reserva de geração for imprópria, a confiabilidade no fornecimento será muito baixa, correndo-se o risco de acontecerem cortes de carga; se a

quantidade de reserva for muito grande, o risco de ocorrerem cortes de carga será quase nulo, porém, neste caso, as condições operativas do sistema serão antieconômicas [P97].

A *capacidade estática* é definida como a capacidade instalada de geração que deve ser planejada e construída prevendo-se as necessidades do sistema. A reserva estática assim é chamada porque é um valor único, para uma alternativa de expansão selecionada. Essa reserva deve ser suficiente para manter (*overhaul*) de uma ou várias unidades de geração, saídas de operação de geradores, planejadas ou não, e crescimento da demanda acima dos valores estimados.

Historicamente, a reserva tem sido determinada através de critérios puramente subjetivos, tais como: *percentagem de uma margem de reserva e/ou perda de uma ou mais unidades grandes*. Essas metodologias não levam em consideração o comportamento estocástico de um sistema de potência. Por essa razão, há vários anos já estão sendo utilizadas metodologias baseadas em técnicas probabilísticas para a determinação desse excesso de capacidade. Mas deve-se ter muito cuidado ao selecionar o método adequado, visto que, para ser significativo e consistente, deve responder aos parâmetros e critérios operativos do sistema.

O método mais usado para a avaliação da reserva de capacidade estática é denominado *probabilidade de perda de carga* ou *valor esperado de perda de carga*. Nesta técnica, todos os estados do sistema são analisados, sobretudo os estados em que a carga é maior que a capacidade disponível do sistema. Os índices mais frequentemente usados para este propósito são: probabilidade de perda de carga LOLP (*Loss of Load Probability*); valor esperado da potência não suprida EPNS (*Expected Power not Supplied*); valor esperado da energia não suprida EENS (*Expected Energy not Supplied*); valor esperado da frequência de corte de carga LOLF (*Loss of Load Frequency*); valor esperado da duração do corte de carga LOLD (*Loss of Load Frequency*) e o valor esperado de perda de carga LOLE (*Loss of Load Expectation*) [BA96, WE91].

Nos últimos anos, está sendo usado um outro índice muito importante e que diz respeito aos prejuízos causados aos usuários pelos cortes de carga ocorridos no sistema, chamado custo de perda de carga LOLC. Este é o único índice que permite realizar uma

avaliação econômica da confiabilidade, feita através da determinação do valor da confiabilidade do ponto de vista dos consumidores e sua explícita incorporação ao processo de planejamento da capacidade estática da geração. Esse indicador depende fundamentalmente da duração dos cortes de energia [M94, P96, LPMM97, BAG87, LMC91, LPC88, MPL93, LCM92]. A reserva estática para cada ano do planejamento está baseada no valor do índice de custo de perda de carga LOLC preestabelecido. Cada novo investimento em equipamento para o sistema será uma consequência direta do valor encontrado para o índice selecionado. Se o limite desse índice for atingido, deve-se incorporar ao sistema um novo elemento (geração, linhas, etc.) para diminuir o seu valor [P97].

## **2.5 MÉTODOS PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA DE CAPACIDADE ESTÁTICA**

Os estudos de confiabilidade têm uma aplicação especial nas análises do planejamento da expansão de um sistema elétrico de potência, especificamente no sistema de geração, onde os resultados da avaliação da confiabilidade auxiliam na escolha das alternativas de expansão de usinas, fornecendo índices que medem a capacidade do sistema de geração instalado para atender ao mercado consumidor.

A garantia da qualidade no suprimento de energia não se dá apenas pela presença de reservas de geração, transformação ou transmissão, mas pelo fato de tais reservas estarem ou não disponíveis em situações de emergência. Nos estudos de planejamento, os sistemas elétricos são projetados com uma capacidade extra de geração, transformação ou transmissão, chamada de reserva estática. Para satisfazer apropriadamente estes requisitos, é necessário desenvolver modelos matemáticos capazes de representar os elementos dos sistemas elétricos e métodos para estimar os respectivos índices de confiabilidade que sinalizem o montante de reserva de capacidade de geração do sistema.

Nos estudos de avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos de potência, e mais especificamente na avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração, tanto na expansão como na operação, dois métodos são predominantemente usados: um baseado na enumeração de estados e outro na simulação de Monte Carlo.

Existem diferenças entre essas metodologias quanto ao processo de seleção dos estados do sistema. A seleção dos estados pode ocorrer pela sistemática consideração de um estado depois do outro (enumeração de estados), ou pela simulação de Monte Carlo. Do mesmo modo, a determinação dos índices de confiabilidade pode ser realizada usando-se uma aproximação analítica baseada na solução dos processos Markovianos envolvidos, ou através de um algoritmo de contagem diretamente associado com a simulação de Monte Carlo usada para a seleção dos estados. Ou seja, existem três possibilidades [WE91]:

1. Na seleção de estados por enumeração de estados, os índices de confiabilidade são calculados através de métodos analíticos;
2. Na seleção de estados por simulação, os índices de confiabilidade são estimados através de um processo de contagem associado;
3. Na aproximação híbrida, a seleção dos estados é realizada por simulação, mas os índices de confiabilidade são calculados através de métodos analíticos.

Nos próximos itens estas aproximações serão tratadas mais extensamente, sendo utilizadas especialmente no processo de avaliação da reserva estática e operativa de um sistema elétrico de potência. Será dada especial ênfase aos métodos analíticos e aos métodos de simulação.

No Apêndice C são apresentados em forma detalhada tanto os métodos analíticos como os métodos de simulação usados para a determinação da reserva estática.

## **2.6 CONCLUSÕES**

- A reserva de capacidade estática de um sistema de potência é determinada nos estudos do planejamento da expansão no longo prazo e seu objetivo é aceitar a programação da manutenção das unidades de geração, falhas aleatórias das mesmas e um possível crescimento da demanda diferente do valor esperado. Esta reserva faz parte da capacidade instalada de um sistema de potência.

- A reserva estática, até hoje, é avaliada através de parâmetros ou índices de referência preestabelecidos ou fixados *a priori* de forma subjetiva, não permitindo avaliar as verdadeiras condições do comportamento operativo dos sistemas de potência.
- Os métodos probabilísticos usados para a determinação da reserva estática são os métodos analíticos e as técnicas de simulação. A diferença entre estas duas metodologias reside basicamente no processo de seleção dos estados e na forma como são representados os aspectos do comportamento dos sistemas.
- As probabilidades usadas para a representação dos estados dos elementos do sistema não dependem do tempo, por tal razão, são consideradas constantes.
- Os métodos de convolução (técnicas analíticas) são realmente os mais usados na avaliação da confiabilidade dos sistemas de potência. Têm demonstrado ser muito eficientes e podem ser implementados facilmente. Estas técnicas não permitem a determinação nem a avaliação das distribuições de probabilidade associadas com os índices de confiabilidade. Além disto, não oferecem alternativas possíveis para calcular com exatidão alguns dos mais importantes índices da confiabilidade como os custos de perda de carga LOLC.
- As técnicas analíticas consideram que os tempos de residência em todos os estados da operação dos componentes de um sistema têm distribuições exponenciais, ou seja, usam suposições Markovianas para a representação do espaço de estados. Não entanto, esta modelagem não permite a simulação de quaisquer aspectos cronológicos da operação do sistema, diferentes de durações exponenciais.
- As técnicas de simulação oferecem alternativas de considerar a cronologia da operação dos sistemas e usar qualquer distribuição para os tempos de residência nos estados da operação dos componentes do sistema.
- Os índices calculados pela simulação de Monte Carlo 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 o qual é possível estimar um risco para um valor predeterminado do índice.

# CAPÍTULO 3

## RESERVA DE CAPACIDADE OPERATIVA

### 3.1 INTRODUÇÃO

A capacidade instalada de um sistema elétrico de potência envolve a capacidade estática de reserva e a capacidade de reserva operativa. No capítulo 2, tratou-se da capacidade estática, neste capítulo, serão descritos os conceitos relacionados à capacidade operativa. Essas três áreas (capacidade instalada, reserva estática e reserva operativa) estão relacionadas entre si e seu objetivo, pode-se dizer, é comum. A reserva operativa é determinada a partir do montante de reserva estática, e esta faz parte da capacidade instalada do sistema. Mas para se determinar à reserva operativa é necessário conhecer com antecedência a reserva de capacidade estática, embora a forma de se calcular e o período de tempo considerado sejam diferentes. Estes montantes de reserva (estática e operativa) fornecem o grau de confiabilidade do sistema.

A aplicação da teoria da confiabilidade não deve se limitar a estudos de planejamento da expansão, ou seja, estudos no longo prazo, mas incluir também os estudos no curto prazo, como acontece no planejamento da operação. Os sistemas elétricos têm por objetivo garantir uma boa qualidade na operação, tanto para condições normais quanto para quando houver falhas dos equipamentos de geração e transmissão ou variações dos níveis diários de demanda. Isto significa garantir a continuidade do fornecimento de energia e a qualidade no que diz respeito às variações nos níveis de tensão e frequência.

Nos estudos de planejamento, os sistemas elétricos são projetados com uma capacidade adicional de geração, cujo valor está acima do valor máximo esperado de demanda, chamada de capacidade de reserva estática, e faz parte da capacidade instalada do sistema para um período de previsão. Da mesma forma, na operação dos sistemas elétricos, é necessário estabelecer reservas de geração. Essa capacidade de geração adicional é denominada reserva operativa.

A reserva operativa tem por objetivo garantir a regulação e o controle da frequência do sistema para as condições não previstas de variações de demanda e falhas de equipamentos. São considerados os diversos períodos de solicitação diária de carga, em especial os períodos mais críticos, de ponta de carga, quando grande parte das unidades geradoras é solicitada, resultando menos unidades na condição de reserva se comparadas aos períodos de menores níveis de carga.

As necessidades de reserva operativa têm sido avaliadas por critérios determinísticos. De qualquer modo, na operação do sistema, tais conceitos podem levar a um superdimensionamento, que, embora mais confiável, é antieconômico. Também é possível obter um sistema subdimensionado, o qual, ainda que apresente menores custos, pode ser de baixa confiabilidade [BA96, E78]. Estes métodos são, em geral, bastante simples, pois não envolvem modelagem matemática elaborada e são baseados na experiência obtida com a operação dos sistemas. Uma das principais desvantagens destes métodos reside no fato de não reconhecerem o conceito de risco na determinação do grau de segurança do sistema de geração.

Métodos mais consistentes, baseados em técnicas probabilísticas, estão se impondo na maioria dos estudos dos sistemas de potência, especialmente naqueles que representam os estágios do planejamento e da operação, porque levam em conta a natureza estocástica das saídas forçadas dos equipamentos e a incerteza na previsão da carga, fornecendo resultados mais confiáveis. Tais métodos estão baseados em *índices de risco*, os quais permitem uma comparação mais adequada entre as várias alternativas operativas e econômicas adotadas para o sistema [BA96, WE91]. Uma vez adotado um *nível de risco aceitável*, o objetivo é manter esse nível rigorosamente, tanto quanto possível, através dos vários estágios da operação do sistema e através da programação de uma apropriada reserva operativa.

Embora as técnicas probabilísticas para avaliação da confiabilidade tenham sido amplamente aplicadas no planejamento no longo prazo, sua aplicação na operação tem sido aceita moderadamente. Dentre as principais razões para o uso limitado acerca de técnicas probabilísticas estão a falta de dados consistentes e contínuos do comportamento dos equipamentos, a falta de compreensão dos critérios probabilísticos e índices de risco, e também a aparente satisfação e acomodação com os métodos determinísticos. Nos últimos



anos, essa aversão ao uso das técnicas probabilísticas na operação dos sistemas tem diminuído, crescendo cada vez mais a sua popularidade entre as concessionárias no que diz respeito à avaliação do desempenho operativo dos sistemas elétricos de potência.

Os métodos utilizados na determinação da reserva operativa de geração são semelhantes àqueles aplicados na avaliação da reserva estática de geração. A diferença básica consiste no fato de que, nestes últimos, considera-se que o sistema tenha atingido, do ponto de vista probabilístico (as probabilidades dos estados não dependem mais do tempo), o regime permanente. Já os estudos de operação, que avaliam o comportamento dos sistemas durante apenas algumas horas, assumem que as probabilidades associadas ao sistema são dependentes do tempo de observação.

O objetivo dos estudos de curto prazo é determinar o montante de reserva operativa necessário de modo a garantir níveis de continuidade predeterminados. A metodologia básica supõe que não há restrições no transporte de energia e define modelos representativos do sistema de geração e da carga que, combinados, fornecem o modelo probabilístico do sistema, podendo-se então determinar os seus índices de confiabilidade. O mais comum é o índice de risco, que indica a probabilidade do sistema de não atender à demanda prevista num determinado período.

É possível também a determinação de índices que forneçam informações a respeito da frequência e duração das falhas do sistema. Estes índices são menos utilizados devido à complexidade da modelagem do sistema, em comparação com os métodos que fornecem apenas os índices de risco.

A operação interligada dos sistemas elétricos se beneficia dos intercâmbios entre áreas em situações de operação normal ou de emergência. Tradicionalmente os estudos de reserva operativa modelam o sistema de geração de forma agregada global, combinando-o com a carga prevista, mesmo quando estes estudos referem-se a sistemas que operam interligados (os sistemas de transmissão possuem taxas de falha muito pequenas). Assim, os índices obtidos são representativos de um sistema único, e não reconhecem as interligações dentro do sistema. Contudo, estas interligações, os níveis de risco e a reserva são fortemente

dependentes. Os sistemas com níveis elevados de risco podem reduzir tais níveis de risco comprando de sistemas vizinhos excedentes de reserva, ou de energia, ou ambos.

A definição ou o estabelecimento de um índice de risco é uma decisão subjetiva a nível administrativo e permite decidir quanta reserva deve ser programada na operação de um sistema de potência. Mas não representa uma base tecnicamente sólida para decidir, qual o grau de confiabilidade que um sistema de potência deve atingir, para garantir uma operação com o mínimo de risco de não atendimento da demanda.

A reserva operativa é composta por duas partes. A primeira compreende as unidades que se mantêm sincronizadas e prontas para tomada de carga, sendo sua capacidade chamada de *reserva girante*. A segunda é constituída pelas unidades de partida rápida, que podem ser sincronizadas em poucos minutos. Esta parte da reserva operativa é normalmente chamada de reserva de 10 ou 15 minutos e é constituída pelas unidades de partida rápida, normalmente num tempo 5 ou 7 minutos, e pelas unidades em reserva quente, chamadas unidades de reserva de 10 ou 15 minutos [WE91, E78, BA96].

A reserva operativa como tal, não representa uma referência apropriada para quantificar o nível de risco operativo de um sistema de potência porque a componente de capacidade das unidades de partida rápida e em reserva quente tem um *tempo de retardo* associado. Quando há ocorrência de um evento, se o sistema esgota toda a capacidade de reserva girante e tem que usar as unidades de partida rápida e em reserva quente, fica-se num estado de alto risco (o sistema ainda continua com desbalanço) durante o tempo de tomada de carga dessas unidades. Por este motivo, a parte mais importante da reserva operativa e o principal ponto de referência para determinar o nível de risco de um sistema de potência é a reserva de capacidade girante. Essa reserva de capacidade pode ser usada de forma imediata no momento do surgimento de um desbalanço no sistema, constituindo, portanto, o principal fator da segurança da operação de um sistema elétrico de potência.

### **3.2 TIPOS DE RESERVA OPERATIVA**

Os tipos de reserva operativa e a sua definição podem variar de sistema para sistema e de país para país. A classificação desta reserva permite sua alocação dentro do sistema de

geração e a distribuição da sua capacidade de acordo com as necessidades do sistema. Permite também otimizar esse recurso de acordo com seus custos e seus parâmetros de confiabilidade. E ainda pode determinar o nível de participação dos intercâmbios entre áreas, conseguindo-se identificar as áreas deficitárias, de tal forma que é possível avaliar a capacidade de transporte do sistema interligado.

A reserva operativa é classificada como um dos tipos de serviços ancilares (SA) e é uma importante função operativa dentro dos mercados não regulados de energia. Nos EUA, as concessionárias de eletricidade mostram que o custo dos serviços ancilares oscila entre 5% e 25% dos custos de geração e transmissão, com uma média de 10%. É responsável por 44% do total dos custos dos SA, enquanto as perdas só representam 30% [KH96].

Nos EUA, por exemplo, existem basicamente quatro tipos de reserva:

1. *Reserva de Regulação*: serviço fornecido por unidades de geração que podem responder ao Controle Automático de Geração do ISO (*Independent System Operator*) na direção superior ou inferior, para igualar em tempo real flutuações da demanda e da geração em condições normais de operação.
2. *Reserva Girante*: reserva de capacidade disponível em 10 minutos dos geradores já sincronizados e/ou importações.
3. *Reserva Não-Girante*: reserva de capacidade disponível em 10 minutos da capacidade de geração fora de linha (não-sincronizada), de cargas interruptíveis e/ou importações. É chamada também reserva suplementar.
4. *Reserva de Recomposição ou Reposição*: reserva de capacidade disponível em 60 minutos da capacidade de geração em linha (sincronizada. Ex: unidades térmicas) ou fora de linha (não sincronizada), cargas interruptíveis e/ou importações. É chamada também reserva de suporte.

Esses serviços são geralmente procurados em uma base horária nos mercados diários e horários de reserva. A Tabela 3.1 apresenta um resumo dos tempos de uso dos serviços de reserva.

Tabela 3.1- Tempos de Uso dos Serviços de Reserva

VELOCIDADE	ATIVIDADE	
	Disponibilidade	Uso
Instantânea	Reserva de Regulação e Girante	Resposta Instantânea para regulação e contingências
Rápida	Reserva Não-Girante	Resposta Rápida
Lenta	Reserva de Recomposição	Resposta Lenta

O Operador Nacional do Sistema Brasileiro ONS define que a reserva operativa do sistema é composta por quatro partes, de acordo com seus objetivos [ONS-BRASIL01], ou seja, de modo a prover reserva para condições específicas de operação do sistema global:

1. *Reserva Primária*: esta parcela visa fornecer regulação da frequência do sistema através da atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, sendo constituída pela reserva girante e quantificada como percentual de responsabilidade de geração de cada empresa, especificado em 1%. Esta parcela é determinada pela equação (3.1):

$$(R_i)_{\text{Sistema}} = 1\% (\text{Carga Total}) \quad (3.1)$$

2. *Reserva Secundária*: sua função é recuperar a frequência e manter os intercâmbios nos valores programados, quando alterados por variações de demanda. Isto porque as previsões de demanda são feitas em bases horárias, assumindo-se os valores constantes a cada intervalo; conseqüentemente, as programações de geração seguem o mesmo padrão. Contudo, adverte-se que, em hipótese alguma, a demanda terá um comportamento constante, havendo valores instantâneos superiores ou inferiores ao previsto. Para o sistema, essa parcela de reserva está definida pela equação (3.2), como segue:

$$(R_2)_{\text{Sistema}} = 4\% \text{ (Carga Total)} \quad (3.2)$$

3. *Reserva Terciária*: a finalidade desta parcela, composta pela reserva girante e preferencialmente locada nas unidades sob controle, é prover reserva em caso de perda de unidades geradoras (saída intempestiva). Ela é quantificada como função da maior unidade do sistema para que não ocorram variações de frequência superiores a um valor especificado  $\Delta f$ , geralmente igual a 0,1 Hz. Esta reserva é determinada através da equação (3.3), como segue:

$$(R_3)_{\text{Sistema}} = MM_S - D * Df \quad (3.3)$$

Onde:

$MM_S$  Maior máquina "probabilística" do sistema;

$D$  Amortecimento natural do sistema (valor típico de 1% MW / 1% Hz);

$\Delta f$  Variação máxima permitida de frequência (valor típico de 0,1 Hz).

4. *Reserva Quaternária*: esta parcela serve de complemento às demais parcelas, provendo reserva para condições de operação não previstas pelas reservas primária, secundária e terciária. As decisões quanto à quantificação e locação de reserva quaternária são de responsabilidade de cada empresa.

As parcelas são distribuídas pelas diversas empresas do sistema, controladoras ou não de área. Como controladoras de área, as empresas possuem controle secundário, sendo responsáveis pela manutenção da frequência e de intercâmbios. As parcelas de reserva primária e terciária são locadas nas empresas, se estas possuem capacidade para tal, ou na controladora da área a que pertence a empresa [R92].

### 3.2.1 Reserva de Capacidade Girante

A avaliação da confiabilidade no curtíssimo prazo tem como propósito manter o risco operativo dentro de limites preestabelecidos, evitando-se que o sistema entre em estados

de alto risco de não atendimento da demanda e reduzindo-se as possibilidades de situações de emergência potencial [WE91].

A avaliação da confiabilidade na operação de um sistema elétrico concorda com a previsão do desempenho num intervalo de tempo, chamado tempo de tomada de carga ou tempo de retardo, normalmente representado por  $T$ . O tempo de tomada de carga  $T$  é o tempo gasto entre o processo de partida e a tomada de carga nas unidades de geração, geralmente usado para a avaliação do desempenho das unidades da reserva.

Um sistema de potência, num estado normal de operação, pode fazer a transição depois de um tempo qualquer para um estado de emergência. As causas podem ser as seguintes: (i) perda de capacidade de geração, que não pôde ser compensada com a reserva girante disponível; (ii) perda de geração, de transmissão ou de carga, causando instabilidade; e (iii) perda de geração ou de componentes de transmissão, colocando o sistema num estado de alta vulnerabilidade. Todos esses eventos são estocásticos, tendo, portanto, uma probabilidade de ocorrência que depende do tempo de tomada de carga  $T$  considerado. A probabilidade do índice de risco do sistema é também função do tempo e geralmente aumenta com esse tempo  $T$ .

No curtíssimo prazo, dois tipos de componentes devem ser considerados: os que estão em operação no tempo da avaliação da confiabilidade e os que estão em reserva. Para um componente em operação, é necessário determinar a probabilidade de indisponibilidade durante o intervalo de interesse. Para um componente em reserva, deve-se determinar a sua probabilidade de estar em serviço no tempo  $t = T$ , dado que o procedimento para colocar o componente em serviço começa em  $t = 0$ .

O índice de risco do sistema é a probabilidade de perda de capacidade de geração no final do tempo de tomada de carga  $T$  (tempo de retardo, compreendido entre o instante de iniciar a partida e o instante de tomada efetiva numa unidade de geração). Supondo que esse período de tempo  $T$  é menor que o tempo médio de reparo das unidades, pode-se considerar que não existe a possibilidade de realizar reparos ( $\mu = 0$ ) durante esse período de tempo  $T$ ; o risco que surge indica a probabilidade de falha de uma ou várias unidades de geração durante esse período de tempo  $T$ , ocasionando-se, assim, uma perda de capacidade no sistema durante esse intervalo de tempo. Para uma só unidade, sendo o tempo distribuído exponencialmente, a

*probabilidade de estar em falha* no final do tempo  $T$  [R92] por causa de uma falha durante esse período (usando-se a equação (A.10) do Apêndice A e fazendo-se  $\lambda_{ji} = 0$ ) pode ser determinada através da expressão (3.4):

$$P_d(T) \approx P(t_{up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (3.4)$$

Onde:

$P_d(T)$  Probabilidade de falha no final do período de tempo  $T$ .

Ocorre que a equação exponencial da expressão (3.4), como era de se esperar, representa a probabilidade de falha de um componente *não-reparável* de dois estados. Considerando-se que  $\lambda T \ll 1$ , o que geralmente é verdadeiro para pequenos períodos de tempo de partida (tempo de retardo) ou de atuação, tem-se que a probabilidade de falha será dada pela equação (3.5):

$$P_d(T) \approx \lambda T \quad (3.5)$$

O produto  $\lambda T$  é conhecido como a *Taxa de Substituição de Saída* ou *Taxa de Reposição ORR (Outage Replacement Rate)* e representa a probabilidade que uma unidade falhe durante o período de tempo de tomada de carga e não seja substituída até o final desse tempo  $T$ .

Para um sistema com várias unidades de geração em operação, a tabela COPT pode ser construída usando-se o valor da ORR para cada unidade de geração. As probabilidades da COPT representam o risco associado com algum nível estabelecido de reserva girante mantida no sistema. Essa probabilidade representa uma probabilidade transitória.

A ORR é análoga à Taxa de Saída Forçada FOR (usada no planejamento da expansão). A diferença entre elas reside no fato de que a ORR não é uma característica fixa das unidades de geração, e sim uma quantidade dependente do tempo, isto é, do tempo de tomada de carga  $T$  considerado.

Para as unidades de reserva (unidades de partida rápida), sua modelagem para avaliação no curtíssimo prazo [N77] assume que: (i) os parâmetros dos componentes têm uma distribuição exponencial, (ii) os componentes estão prontos para partir (não estão em estado de falha) e (iii) o procedimento de partida começa em  $t = 0$ .

O modelo da Figura 3.1 é usado para representar os componentes em reserva no curtíssimo prazo:

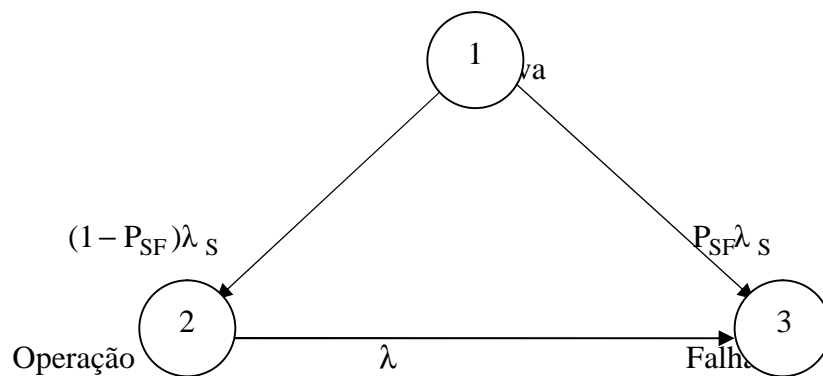


Figura 3.1 - Modelo Markoviano para Componentes no Curtíssimo Prazo

Onde:

$P_{SF}$  Representa a probabilidade de falha na partida (é constante);

$\lambda_s$  Representa a taxa de estar em reserva (*standby*);

$\lambda$  Representa a taxa de falha.

Resolvendo o sistema de equações diferenciais do modelo da Figura 3.1, podem-se obter as seguintes probabilidades dos estados, representadas pelas equações (3.6) para o estado 1, (3.7) para o estado 2 e (3.8) para o estado 3, para um período de tempo  $t > 0$ :

$$P_1(t) = e^{-\lambda_s t} \quad (3.6)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda_s(1 - P_{SF})}{\lambda_s - \lambda} (e^{-\lambda t} - e^{-\lambda_s t}) \quad (3.7)$$

$$P_3(t) = 1 - P_1(t) - P_2(t) \quad (3.8)$$



Existem outros modelos especiais para a avaliação da confiabilidade no curtíssimo prazo, por exemplo, os que são usados para representar alguns tipos de unidades tais, como as unidades térmicas em reserva quente e fria [BJ72a, N77].

Deve-se salientar que o sistema pode estar em algum estado no início do período T. Algumas unidades podem estar em manutenção e outras em reparo. Usando apropriadamente a COPT, construída com os valores da ORR, é possível determinar o índice de risco para um determinado estado do sistema, selecionado arbitrariamente no começo do período T [E78, WE91, BA96].

O índice de risco mais freqüentemente usado para a avaliação da reserva girante é a probabilidade de falha no atendimento da demanda no período de tempo de tomada de carga T. Seu valor depende da quantidade de capacidade de reserva girante  $C_s$  mantida no sistema e da carga L. Esta probabilidade é representada por  $P_{CL}(T)$  e está dada pela equação (3.9):

$$P_{CL}(T) = P(C(T) \leq C_0 - C_s) \quad (3.9)$$

a variável  $C_0$  é a capacidade disponível no sistema no início do período T. Na realidade, esta probabilidade é influenciada pelo valor da capacidade de reserva girante  $C_s$  e, como é sabido, o seu montante é um valor preestabelecido para o sistema. Se  $C(T) = C_0 - C_s$ , a carga L do sistema será justamente alimentada no final do período T. Se a capacidade total de reserva instalada é girante [E78, WE91], isto é, se  $C_s = C_0 - L$ , a equação (3.9) se reduz à expressão (3.10):

$$P_{CL}(T) = P(C(T) \leq L) \quad (3.10)$$

A equação (3.10) representa a probabilidade de o sistema não atender a demanda durante um período de tempo T, ou, em outras palavras, constitui o *Risco do Sistema* de não atendimento da demanda dos usuários.

Como já foi dito anteriormente, O tempo de retardo que existe entre a partida e a tomada de carga das unidades de geração depende de vários fatores, incluindo o tipo de unidade considerada. As unidades térmicas, quando fora de operação, podem encontrar-se em dois estados: reserva quente ou fria. Na reserva fria, a unidade, inclusive a caldeira, está desligada, ao passo que, nas térmicas em reserva quente, as caldeiras são mantidas em operação. Esta situação, apesar de reduzir o tempo de entrada em operação (tempo de retardo), aumenta o custo da unidade (custo do combustível usado para esse propósito), fazendo-se necessário um compromisso de modo a se obter um equilíbrio entre o custo de operação da unidade e a redução nos níveis de risco do sistema [BA96].

No contexto do curtíssimo prazo, a reserva girante é programada e mantida pela grande maioria dos sistemas para acompanhar minuto a minuto as variações na carga e atender as contingências imprevistas, como as saídas forçadas das unidades de geração, permitindo-se, com isso, uma compensação rápida do sistema. A reserva girante é constituída por geradores que estão sincronizados e prontos para tomada de carga em forma rápida (depende das taxas de resposta MW/min dos geradores) e, na grande maioria das vezes, operam no seu nível mínimo de capacidade.

O risco de déficit de capacidade no sistema de geração pode ser diminuído se todas as unidades programadas para reserva forem sincronizadas e estiverem prontas para tomada de carga o tempo todo; contudo, tal solução é antieconômica, pois mantém unidades de custo elevado em operação. Por essa razão, as unidades de reserva girante devem ser aquelas com a capacidade necessária para compensar tanto o desvio horário da carga dos valores programados quanto à saída forçada das unidades de geração. Isso indica certamente que seu montante mudará de hora em hora.

A capacidade de reserva girante é de natureza estocástica e, portanto, pode falhar no momento de compensar um déficit nos casos em que o sistema sofra uma ou mais saídas forçadas de unidades de geração. Para equilibrar essa situação e se obter um nível de segurança adequado, é indispensável contar com a ajuda das unidades de partida rápida. Essas unidades não precisam estar sincronizadas o tempo todo (unidades turbogás e usinas hidráulicas) e seu tempo de tomada de carga é de poucos minutos, podendo ser consideradas como um complemento da reserva girante. Infelizmente durante esse período de retardo o

sistema fica exposto, em estado de alta vulnerabilidade e com déficit de potência, o que necessariamente conduz a corte de carga para equilibrar o balanço de potência do sistema. Portanto, essa reserva de capacidade (unidades de partida rápida e unidades em reserva quente) não garantem nenhuma confiabilidade para o sistema nesse intervalo de tempo.

A reserva girante é estimada através de um índice de risco, o qual consiste numa probabilidade de perda de carga do sistema, calculada para cada hora de operação. Na realidade, a chamada probabilidade de perda de carga (LOLP) é o índice de risco que deve ser determinado para conhecer as necessidades de reserva girante do sistema. Esse índice normalmente é preestabelecido por cada concessionária ou por um órgão regulador do sistema.

O processo de avaliação é iniciado prefixando-se o limite desse índice de risco. Logo, com as unidades disponíveis no sistema, constrói-se a COPT, tendo-se por parâmetros básicos a ORR de cada unidade para um determinado tempo de tomada de carga T. O modelo da carga L combinado com o modelo de capacidade G geram o modelo probabilístico da reserva de capacidade do sistema. Se essa reserva atinge ou é menor que o limite de risco estabelecido, o sistema estará operando dentro do nível de segurança preestabelecido.

### **3.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA**

Para a determinação das necessidades de reserva operativa de um sistema elétrico existem duas metodologias, diferentes entre si, que podem ser utilizadas nas avaliações dos sistemas: determinísticas e probabilísticas.

Historicamente a determinação da reserva girante dos sistemas de potência é obtida através de métodos determinísticos. Sua principal característica é o fato de a reserva ser obtida para condições fixas de operação, desconsiderando-se o caráter aleatório do comportamento dos sistemas de potência, as disponibilidades dos equipamentos de geração e transmissão e as flutuações e erros da demanda prevista. Por esses motivos, os métodos determinísticos tornam-se limitados e incapazes de avaliar o grau de confiabilidade dos sistemas.

Uma vez que a metodologia determinística não fornece índices que avaliem o comportamento aleatório do sistema, é bastante provável que se opere com diferentes graus de risco sem que se tenha conhecimento de tal situação.

A utilização de metodologias probabilísticas na determinação da reserva girante de sistemas de potência começa com a aparição do método PJM [ABCHJS63], desenvolvido para o sistema interligado *Pennsylvania - New Jersey - Maryland*, no ano de 1963. A última versão dessa metodologia incorpora incertezas na previsão da carga, unidades de partida rápida (hidráulicas e a gás), unidades de reserva quente [BJ72] e a modelagem de estados de avaria parcial [BJ71].

### 3.3.1 Métodos Determinísticos

Historicamente a determinação da reserva operativa dos sistemas de potência é obtida através de métodos determinísticos. Essas metodologias são, em geral, bastante simples, não envolvendo elaborados modelos dos equipamentos e do sistema. Isto se deve ao fato de se basearem na experiência acumulada na operação diária dos sistemas elétricos. Sendo assim, há uma diversidade de métodos que variam de acordo com as filosofias de operação das concessionárias de energia.

Na operação do sistema, os conceitos determinísticos tanto podem levar a um superdimensionamento, que, embora seja mais confiável, é antieconômico, como podem levar a um sistema subdimensionado, com menores custos, porém com baixa confiabilidade [BA96, E78].

Não há nenhum consenso entre as empresas no que diz respeito ao método determinístico mais adequado [J87], porém existem três alternativas frequentemente utilizadas pelas concessionárias de energia:

1. *Perda da maior unidade de geração*: a reserva girante é obtida para a contingência mais severa do sistema, ou seja, geralmente, a perda da maior unidade de geração (maior máquina "probabilística"), sendo a reserva maior ou igual à capacidade desta unidade.

2. *Porcentagem da carga prevista*: a reserva girante é obtida como função da carga do sistema, em geral uma porcentagem do valor de pico.
3. *Combinação dos métodos (1) e (2) (método composto)*: a reserva girante é obtida com uma combinação dos dois métodos anteriores, correspondendo geralmente, a uma porcentagem do valor de pico da carga mais uma porcentagem da capacidade da maior unidade de geração.

### 3.3.2 Métodos Probabilísticos

Devido à natureza estocástica das saídas forçadas dos equipamentos e das incertezas na previsão da carga, os métodos probabilísticos baseados em níveis de risco, fornecem resultados mais consistentes e confiáveis. Tais métodos permitem uma comparação mais adequada além de associar os aspectos econômicos [BA96, WE91, E78]. Uma vez adotado um *nível de risco aceitável*, o objetivo é manter esse nível rigorosamente, tanto quanto possível, através dos vários estágios da operação do sistema e através da programação de uma apropriada reserva operativa.

A aplicação de métodos probabilísticos em estudos de operação não é tão antiga quanto em estudos de planejamento. Por isto justifica-se que os métodos mais utilizados no estabelecimento da reserva operativa são determinísticos. Esses métodos são, em geral, bastante simples, não envolvendo modelagem matemática elaborada e sendo baseados na experiência adquirida com a operação dos sistemas. A desvantagem destes métodos reside no fato dos mesmos não reconhecerem o conceito de risco na determinação do grau de segurança do sistema de geração.

A utilização de métodos probabilísticos nos estudos de confiabilidade de curto prazo surgiu apenas na década de 60, desenvolvendo-se de forma efetiva até o final da década de 70. Dentre as principais razões responsáveis pelo uso limitado de técnicas probabilísticas estão a falta de históricos coerentes, a falta de compreensão dos critérios probabilísticos e índices de risco, e também a aparente satisfação com os métodos determinísticos.

O objetivo dos estudos de curto prazo é determinar o montante de reserva operativa necessária de modo a garantir níveis de continuidade predeterminados. Os métodos probabilísticos podem fornecer vários tipos de índice. O mais comum é o índice de risco, que indica a probabilidade do sistema não atender à demanda prevista em determinado período. É possível também a determinação de índices que fornecem informações a respeito da frequência e duração das falhas do sistema, ou seja, quando o sistema não é capaz de atender a demanda. Estes são menos utilizados por serem, mas complexos na sua modelagem se comparados com os que fornecem apenas índices de risco.

Os métodos probabilísticos fornecem índices cujo objetivo é avaliar o grau de segurança da operação dos sistemas de potência. São três os índices mais comumente fornecidos:

1. *Índices de Risco*: fornecem a probabilidade de o sistema de geração não atender a demanda prevista para um determinado período de tempo. A metodologia mais interessante e que deu início a estas avaliações através de métodos probabilísticos é o método PJM [ABCHJS63, BJ71, BJ72b, ML97, BC88], que surgiu no ano de 1963.
2. *Índices de Frequência e Duração*: fornecem a duração e a frequência nas quais a capacidade em operação não será capaz de atender a demanda em um dado período de tempo [BA96, BJ72a, KB95, LMC91, M86, MPL93]
3. *Índices de Custo de Perda de Carga*: fornecem o custo de perda de carga num sistema elétrico de potência como consequência das interrupções no fornecimento de energia. São baseados nos custos de interrupção ao nível dos usuários, ou seja, nos custos de interrupção unitários (*Unit Interruption Cost*). Estes índices fornecem o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) de um sistema elétrico, que por sua vez, é função da reserva operativa do sistema [M94, P96, P97, LPMM97].

É interessante observar que não há registro significativo no uso de índices relacionados a expectância da energia não suprida, ou índices de severidade.

### 3.4 CONCLUSÕES

- Os métodos probabilísticos são mais abrangentes, por considerarem as incertezas, são capazes de avaliar a confiabilidade e o grau de segurança da operação dos sistemas para variados níveis de reserva operativa.
- A confiabilidade das informações em que se baseiam os métodos probabilísticos e extremamente importante, pois, como em qualquer metodologia de cálculo, resultados coerentes dependem de dados consistentes.
- As probabilidades utilizadas nos estudos de curto e curtíssimo prazo são dependentes do tempo, portanto, não podem ser consideradas constantes.
- Os métodos ou técnicas utilizadas até hoje para determinar os montantes de reserva operativa, todos usam o critério de risco (probabilidade de não atendimento da demanda) cujo valor é determinado de uma maneira subjetiva, ou seja, é um valor fixado *a priori*.
- A reserva girante é parte mais importante da reserva operativa de um sistema, pois sua resposta para compensar qualquer desequilíbrio é imediata. A reserva não-girante e a reserva de recomposição são um complemento usado para equilibrar o montante de reserva girante quando este se está esgotando.
- O produto  $\lambda T$  é conhecido como a Taxa de Substituição de Saída ORR e representa a probabilidade que uma unidade falhe durante o período de tempo de tomada de carga T e não seja substituída até o final desse período de tempo. Neste período de tempo o sistema pode ficar vulnerável.
- Os estudos de reserva operativa devem levar em consideração as interligações. Esta representação é importante por que permite observar a influência dos contratos de fornecimento de energia no cálculo das necessidades de reserva, possibilitando reformular estes contratos e garantindo, por sua vez, as assistências ou ajudas de sistemas com margem de reserva alto para as áreas com déficit de capacidade de geração.

- A ORR é análoga à Taxa de Saída Forçada FOR (usada no planejamento da expansão). A diferença entre elas reside no fato de que a ORR não é uma característica fixa das unidades de geração, e sim uma quantidade dependente do tempo, isto é, do tempo de tomada de carga T considerado.



# CAPÍTULO 4

## CUSTOS DE OPERAÇÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo está fortemente ligado com a questão do montante de reserva operativa do sistema, pois é necessário estabelecer um balanço entre investimentos e confiabilidade, especificamente entre o custo de um nível de reserva e seu benefício na confiabilidade do sistema. Os custos de operação são levados em consideração nos mercados *spot* de energia e de reserva de capacidade, constituindo o seu custo de oferta. Dentro do custo de operação de um sistema elétrico, o mais importante a destacar é o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) e seu uso como agente moderador nos processos de seleção de alternativas de expansão e de unidades de reserva seja, estática e/ou operativa.

O principal objetivo do planejamento da expansão de sistemas de potência é determinar a seqüência de reforços (unidades geradoras, circuitos, etc.) necessária para um atendimento econômico e confiável da carga prevista. Estes dois requisitos são claramente conflitantes, pois, para elevar o nível de confiabilidade, serão necessários maiores investimentos, o que implicará, por sua vez, o aumento das tarifas. A principal tarefa do planejador é encontrar um equilíbrio balanço adequado entre custos e confiabilidade, levando em consideração as incertezas quanto às futuras condições de desempenho do sistema.

No planejamento dos sistemas de geração, deve-se definir o tipo e a capacidade de geração a ser instalada, de modo a fornecer as previsões de demanda num sistema de potência. Esta capacidade adicional, conhecida como reserva, deve compensar as falhas nas usinas de geração, a indisponibilidade pela manutenção programada e os crescimentos de carga superiores aos previstos. Se a reserva for insuficiente, a confiabilidade do suprimento de energia será inadequada, com uma grande deterioração da qualidade. Por outro lado, se a reserva estática for muito grande, o sistema será economicamente inviável para as empresas de energia e para os seus usuários.

O objetivo básico do planejamento de geração é determinar o tipo e o 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 que garantam um fornecimento confiável e econômico [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 o resultado das condições futuras de operação (variação e crescimento da carga, disponibilidade de equipamentos), das atividades sociais (impacto ambiental, restrições ambientais, tempos de construção) e das atividades de tipo econômico (crescimento da economia, custos de combustíveis, juros e restrições financeiras).

A adoção de critérios probabilísticos, os quais consistem em estabelecer limites mínimos para o nível de confiabilidade, vem sendo utilizada por diversas concessionárias de energia elétrica. O objetivo é minimizar o custo de investimento e o valor esperado do custo de produção, garantindo-se a confiabilidade dentro de limites preestabelecidos [SBL91]. Apesar de conduzir a bons resultados, esta metodologia não é capaz de avaliar os impactos econômicos, para os consumidores, decorrentes das alterações do nível de confiabilidade, função do montante de capacidade de reserva instalada no sistema. Portanto, não se pode garantir que o nível de confiabilidade obtido corresponda ao valor ótimo. Para tal, os custos incorridos pelos usuários como consequência das interrupções de energia (valor da confiabilidade) devem ser avaliados e explicitamente incorporados ao processo de planejamento [BG90].

Por esta razão, o plano de custo mínimo deve minimizar o somatório dos custos de investimento, de produção e de interrupção de energia, os quais constituem o *custo de operação* de um sistema elétrico [M80]. Neste caso, o nível de confiabilidade não é mais estabelecido *a priori*, e sim como o resultado de um processo de equilíbrio econômico.

O valor da confiabilidade, expresso em termos dos custos de interrupção, é então incluído como uma variável no processo de otimização. Assim, torna-se possível à obtenção de alternativas de expansão com baixo custo global e deteriorada qualidade no fornecimento de energia. Para evitar a escolha de tais alternativas, pode ser necessário estabelecer limites

para o nível de confiabilidade. A adoção de um nível de risco para o custo de interrupção (valor da confiabilidade) parece ser uma excelente alternativa para evitar a deterioração do nível de confiabilidade [P97].

A Figura 4.1 ilustra o comportamento do custo total, assim como as parcelas de custo presentes no plano de custo mínimo [BO88, BG90, DFG96], tendo em vista variações do nível de confiabilidade. Os custos de investimento e de produção são representados de maneira agrupada através do custo de suprimento, que incide sobre os consumidores através das tarifas de energia elétrica. O custo de interrupção representa os prejuízos causados aos consumidores pelos cortes no fornecimento de energia.

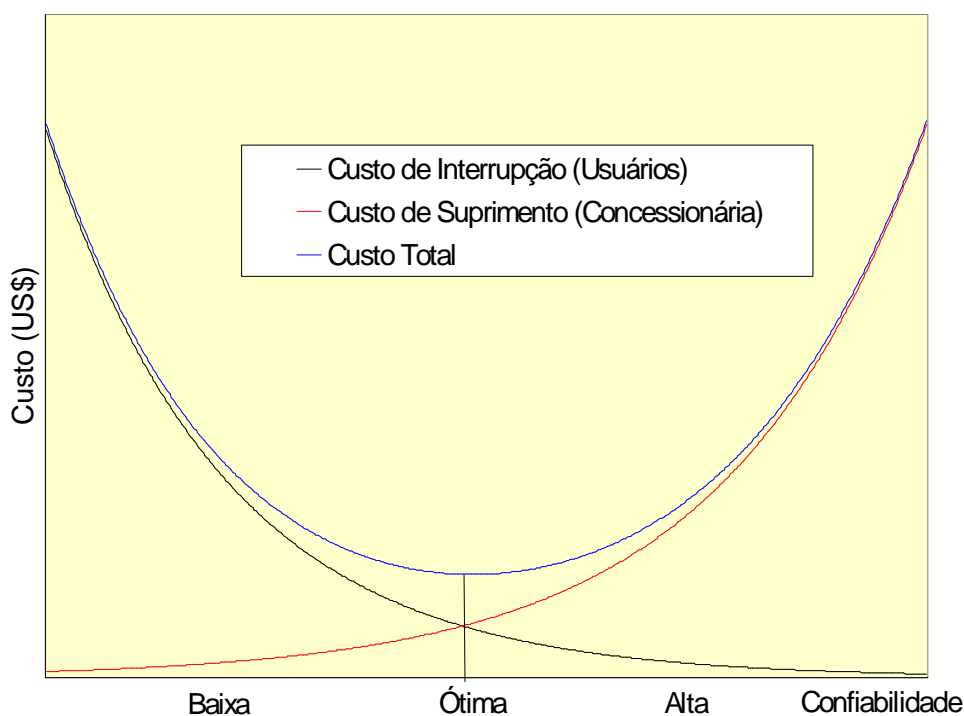


Figura 4.1 - Minimização do Custo Total

Se as empresas de energia elétrica reduzem o seu custo de suprimento com a redução da confiabilidade, seja diminuindo a reserva estática (planejamento da expansão) ou a reserva operativa (planejamento da operação), seja permitindo a deterioração do estado de seus equipamentos ou adiando investimentos, o custo de interrupção incorrido pelos consumidores deve aumentar. 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 novamente o aumento do custo de suprimento.

Esta metodologia de planejamento pelo mínimo custo, baseada no valor da confiabilidade, relaciona de forma explícita as decisões das empresas e os custos incorridos pelos consumidores, e, neste contexto, possui diversas aplicações [BG90, WE91] em sistemas de potência, especificamente na área de reserva de capacidade de geração.

## **4.2 CUSTOS DE PRODUÇÃO**

A determinação dos custos de produção é uma parte muito importante no planejamento da geração em sistemas de potência e tem influência na seleção e comparação de alternativas de expansão que determinam o plano de custo mínimo.

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

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

### **4.2.1 Composição dos Custos de Produção**

Para a avaliação correta das metodologias de cálculo de custos de produção, é necessário definir corretamente a composição deste subconjunto de custos e caracterizar exatamente cada uma dessas parcelas, para que sejam quantificadas. A seguir é apresentada a subdivisão destes custos:

1. *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 com propósitos de geração de energia, mas é óbvio que o seu preço atual varia consideravelmente de acordo com a localização da usina, o tipo de combustível, a data em que o contrato de fornecimento de combustível for assinado e as taxas de inflação. Os custos dos combustíveis para as unidades hidráulicas estão representados principalmente pelo valor ou custo da água, associado usualmente ao atendimento da carga com geração térmica.

2. *Custos de Operação e Manutenção* - Esta parcela de custos consiste em gastos com salários, serviços, manutenção preventiva e corretiva, peças de reposição, lubrificantes, água, produtos químicos e outros serviços, como transporte de equipes de incêndio. Normalmente, os custos de operação e manutenção são divididos em dois componentes: (i) um 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; (ii) um componente fixo, determinado principalmente pelo tipo e tamanho da unidade ou usina, e leva em consideração juros, impostos, depreciação, seguros e qualquer outro gasto, baseando-se na magnitude dos investimentos e não no grau de uso do equipamento durante um determinado período de tempo.

#### **4.2.2 Determinação dos Custos de Produção**

Os planejadores de sistemas de potência usam modelos de avaliação do custo de produção para prever os gastos com combustíveis e o custo de operação de seu sistema no atendimento aos consumidores por um período de tempo que pode variar de um mês a vários anos [P97]. Estes modelos têm diversas aplicações, como previsão de lucros, análise de custo/benefício de programas de conservação e gerenciamento da carga e planejamento da expansão.

Para uma melhor reprodução da realidade, o custo de produção não deve ser avaliado deterministicamente, porque que são desconsideradas as incertezas associadas às condições operativas de um sistema elétrico. Para representá-las, são utilizados modelos de simulação do custo de produção. Tais modelos são divididos em probabilísticos e estocásticos [BLHF90, PGMS92, H96].

Uma técnica analítica usando o modelo probabilístico [B72], denominada curva de duração de carga LDC (*Load Duration Curve*) ou curva de duração de carga equivalente ELDC (*Equivalent Load Duration Curve*), foi considerada na implementação de vários algoritmos [LBL89]. A principal desvantagem dos modelos baseados na curva de duração de carga está na perda de características cronológicas, ou seja, não é possível representar aspectos dependentes do tempo, como o comissionamento de unidades (custos de partida, tempos de partida, tempos de parada) e a operação de usinas hidrelétricas ou de outros dispositivos com limitações energéticas. Cabe destacar ainda que os modelos probabilísticos produzem apenas o valor esperado do custo de produção, não sendo, entretanto, capazes de gerar sua distribuição de probabilidade.

Uma alternativa para superar essas limitações são os modelos estocásticos, que utilizam algoritmos de simulação cronológica, via sorteio Monte Carlo, para capturar todos os aspectos dependentes do tempo. As principais vantagens dos modelos estocásticos são a sua flexibilidade (é fácil incorporar características complexas de operação) e a facilidade na interpretação dos resultados, os quais podem ser considerados como a simulação da operação do sistema sob diversos cenários. A principal restrição à aplicação destes modelos reside nos seus requisitos computacionais.

Os modelos de simulação cronológica via sorteio de Monte Carlo são usados para simular os processos estocásticos da operação do sistema através da avaliação de seqüências sintéticas dos estados dos sistemas analisados. 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.

Na operação, o despacho ou a programação de geração das unidades para cada intervalo de tempo (hora a hora) é determinado otimamente, baseando-se no conceito convencional de ordem de mérito [PLY85, MHW91]. A ordem de despacho é definida como a ordem de mérito econômica ECS (*Economic Commitment Schedule*), na qual cada unidade é programada e despachada de acordo com a ordem de incremento dos custos de operação [RTS80].

A 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 térmicas, trabalha-se com os valores da 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 consideração o valor da água associado ao atendimento da carga com geração térmica.

A segunda forma é uma metodologia idêntica, exceto que o valor usado para determinar a lista de prioridades das unidades programadas 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, onde as unidades de geração são programadas com relação a seus custos de combustíveis, que dependem de sua potência gerada. A metodologia garante que as unidades serão sempre programadas com o 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-se não só as restrições dos limites mínimos técnicos correspondentes aos permitidos em operação normal para unidades térmicas [NB96], como também as restrições de energia impostas às unidades hidráulicas por insuficiência das vazões afluentes às usinas.

Para situações em que é necessário colocar em operação unidades com valores de geração menores que seus limites mínimos técnicos, tais unidades são programadas com seus valores limites, e o valor excedente de potência é redistribuído entre aquelas unidades já programadas 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 para um período de tempo é obtido pelo 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.

### 4.3 CUSTO DE INTERRUPÇÃO

A avaliação econômica da confiabilidade requer a determinação do *valor da confiabilidade* do ponto de vista dos consumidores e sua explícita incorporação ao processo de planejamento [BG90]. Esta avaliação está baseada na determinação dos prejuízos causados aos consumidores em virtude de falhas no fornecimento de energia.

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 a 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 às 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. Os custos individuais são calculados por uma média ponderada, de acordo com o consumo de energia dos usuários individuais ou dos grupos de consumidores [M94, P96, LPMM97].

#### 4.3.1 CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO

Para garantir que um plano de expansão seja realmente de mínimo custo, é necessário quantificar os custos associados às interrupções de suprimento, e então minimizar a soma dos custos de investimento, operação e confiabilidade. A introdução do valor da confiabilidade no cálculo do plano de custo mínimo depende fundamentalmente do *custo unitário de interrupção UC (Unit Interruption 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 e o valor esperado do custo de operação, garantindo-se que os índices atendam aos critérios preestabelecidos. Esta aproximação conduz a resultados razoáveis, mas não se pode garantir que os limites



estabelecidos *a priori* correspondam ao impacto econômico ocasionado pelas interrupções. Desta forma, o plano de expansão resultante pode não corresponder ao melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade.

O impacto econômico de uma interrupção é avaliado como o produto da quantidade de energia interrompida (kWh) pelo UC (US\$/kWh). Estes custos são obtidos geralmente através de pesquisa direta aos consumidores, que fornecem informações acerca dos prejuízos causados pelas interrupções nas suas diferentes atividades [EPRI89, WB89, E92, MHS92].

A estimativa do custo unitário de interrupção depende de algumas das características da falha no suprimento aos consumidores. Esses fatores têm uma influência predominante sobre o montante do custo de interrupção. São eles: duração da falha, frequência da falha, instante de ocorrência da falha, notificação prévia, montante cortado e abrangência geográfica (baseada em esquemas de corte por classe de consumidor). Dentre eles, os mais importantes são a duração da falha e o instante de ocorrência da interrupção.

#### **4.3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS DE INTERRUPÇÃO**

Geralmente para a estimação do custo de interrupção são selecionados os aspectos mais relevantes do impacto econômico de uma interrupção, a saber: o montante de energia não suprida (kWh) e o custo unitário de interrupção (\$/kWh).

Se as empresas de energia reduzem o seu custo de suprimento (investimento e operação) e o grau da confiabilidade (diminuição da reserva, deterioração dos equipamentos existentes, prorrogação de investimentos), o custo de interrupção incorrido pelos usuários da energia aumenta. Como já destacado, o custo unitário de interrupção depende fundamentalmente da duração do corte de energia. Portanto, o nível de precisão dado à determinação da duração é um dos fatores que mais influenciam na qualidade das estimativas para 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 isso que as estimativas reais dos custos de perda de carga dependem de que esses indicadores sejam determinados apropriada e corretamente.

Utilizando-se 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 [M94].

Uma interrupção  $i$  pode ser descrita por um conjunto  $S_i$  de cortes de potência relacionados com os sucessivos estados de falha que fazem parte desta interrupção. O custo associado  $K_i$  (\$) definido para uma classe particular de consumidor é dado pela expressão (4.1) [P96, LPMM97]:

$$K_i = \sum_{j \in S_i} PS_j D_j UC(D_j) \quad (4.1)$$

Onde:

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

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

#### 4.4 CUSTO DE PERDA DE CARGA - LOLC

O valor esperado do somatório do custo de interrupção  $K_i$  do sistema dado pela expressão (4.1) num período (semanal, mensal, anual, etc.) pode ser denominado como custo da perda de carga, ou simplesmente LOLC.

Na determinação do custo da confiabilidade, a correlação temporal entre os estados  $x$  que formam uma interrupção deve ser mantida. Com isso, as variáveis aleatórias energia não suprida e custo unitário de interrupção  $UC$  da expressão (4.1) serão estimadas corretamente. A formulação geral para a determinação do índice LOLC é apresentada pela expressão (4.2):

$$LOLC = E \left[ \sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j \quad (4.2)$$

A equação (4.2) utiliza a frequência de interrupção  $f_j$  ao invés da probabilidade porque o objetivo é avaliar o somatório do custo de interrupção  $K_i$  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.

O valor do LOLC também pode ser calculado segundo a equação (4.3) [M94, LPMM97]:

$$LOLC = E \left[ \sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j = \sum_{j \in I} (P_j / D_j) K_j \quad (4.3)$$

Onde:

- $P_j$  Probabilidade de interrupção  $j$  no período  $I$ ;
- $D_j$  Duração de interrupção  $j$  no período  $I$ ;
- $K_j$  Custo de interrupção  $j$  no período  $I$ .

A única metodologia existente até agora que calcula realmente as durações das interrupções de forma exata é a simulação de Monte Carlo sequencial. 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.

A estimação do índice LOLC permite realizar análises mais diretas e claras da confiabilidade de um sistema, pois fornece indicações dos aspectos econômicos que

relacionam os usuários às interrupções no fornecimento. Portanto, o índice LOLC complementa as informações relativas à qualidade de suprimento obtidas com outros índices.

#### **4.5 CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO**

O custo total de operação é constituído pelo somatório das variáveis aleatórias, que representam os custos dos combustíveis, os custos de manutenção, os custos de produção e o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade), parâmetro este muito importante dentro da avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico de potência. Este custo é um parâmetro de decisão dentro das políticas de operação de um sistema elétrico e é o valor que deve ser minimizado, buscando-se sempre reduzir o risco de não atendimento da demanda e uma incidência reduzida nas tarifas dos consumidores.

Já no planejamento da expansão, este custo de operação é chamado de custo total de expansão e leva em conta, além dos custos que representam o custo total de operação, os custos de investimento em todos os equipamentos necessários dentro da adequação do sistema para garantir o atendimento da demanda no período considerado de expansão ou previsão. No momento da análise e seleção de alternativas de expansão, deve-se procurar aquelas que representem um plano de mínimo custo e uma alta confiabilidade no atendimento da demanda prognosticada [P97].

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

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

No capítulo 5, será apresentada uma nova e interessante metodologia para determinar o montante de reserva operativa, fundamentada principalmente no custo de perda de carga

LOLC (valor da confiabilidade) e nos custos de oferta dos recursos participantes do mercado de reserva.

#### 4.6 CONCLUSÕES

- O custo de interrupção é determinado de forma direta pelos montantes de energia cortada e a duração da interrupção. A avaliação destes parâmetros de forma exata permite calcular o valor real dos custos de perda de carga de um sistema.
- O índice LOLC permite uma avaliação mais abrangente para os estudos de confiabilidade, pois fornece indicações dos custos econômicos que relacionam o consumidor com as interrupções no fornecimento. Desta forma, o índice LOLC torna-se um complemento muito importante das informações relativas à qualidade do suprimento obtidas a partir de outros índices, permitindo quantificar, em termos econômicos, o valor da confiabilidade.
- O LOLC é usado como parâmetro regulador na tomada de decisões para melhorar a adequação de um sistema elétrico. Aliás, com o LOLC, pode-se decidir quando deve entrar em serviço uma determinada unidade de geração ou qualquer outro elemento do sistema.
- O plano de custo mínimo, tanto na expansão como na operação, deve minimizar o somatório dos custos de investimento, de produção e de interrupção de energia, que constituem o custo de operação de um sistema elétrico. Neste caso, o nível de confiabilidade não é mais estabelecido *a priori*, e sim como o resultado de um processo de equilíbrio econômico.
- Os custos ofertados nos mercados *spot* de energia e de reserva de capacidade constituem os custos de operação dos recursos participantes nesses mercados, sendo usados para determinar uma relação custo/benefício que influenciará na tomada de decisão das unidades participantes da reserva operativa do sistema de potência.

# CAPÍTULO 5

## MERCADO DE RESERVA OPERATIVA

### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão descritos todos os aspectos relacionados com os mercados de reserva operativa e a forma como são estabelecidas as necessidades de capacidade de reserva e a sua locação para um sistema de potência, levando em consideração aspectos econômicos e/ou técnicos (confiabilidade) da operação dos sistemas.

A reserva operativa é uma capacidade extra de geração cujo objetivo principal é garantir a regulação e a manutenção da frequência de um sistema elétrico de potência em condições não previstas de variações de demanda e falhas de seus equipamentos. São considerados os diversos períodos de solicitação diária de carga, em especial os períodos mais críticos, de ponta de carga, quando grande parte das unidades de geração é comissionada.

A reserva operativa de geração pode ser formada pela reserva girante ou não-girante [E78, BA96, N77]. Por reserva girante entende-se a capacidade extra em unidades sincronizadas e prontas para tomada de carga. A reserva não-girante é normalmente composta de unidades térmicas ou aquelas hidroelétricas utilizadas em situações de emergência para a recuperação da integridade do sistema e que não estão sincronizadas, levando em geral de 1 a 24 horas para tomada de carga.

A parte mais importante da reserva operativa é a capacidade de reserva girante, pois esta capacidade está sempre pronta para responder e compensar qualquer desequilíbrio no sistema. Portanto, o montante desta capacidade desempenha um papel fundamental na segurança da operação do sistema. É por isto que sua determinação tem sido estudada e avaliada através de diversas metodologias, sempre se procurando a capacidade ótima dessa reserva que possa garantir um valor alto de confiabilidade no fornecimento com o mínimo custo possível [M94, NB96, P97, ML97].

As concessionárias de energia podem manter ou comprar capacidade de reserva girante para alimentar a demanda em situações em que unidades de geração, linhas de transmissão ou outros equipamentos que estejam em operação, inesperadamente, fiquem em estado de falha [SB94]. O risco de insuficiência de geração pode ser obviamente minimizado se todas as unidades de reserva disponíveis no sistema ficarem sincronizadas o tempo todo; entretanto, tal solução pode ser antieconômica por causa do elevado custo de operação dessas unidades em serviço contínuo e mínima produção (geralmente operam com o valor mínimo técnico permitido pelo fabricante).

Devido ao comportamento aleatório dos equipamentos e às incertezas na previsão da demanda, os critérios determinísticos podem levar a decisões inconsistentes, devendo, portanto, ser evitados. Por outro lado, os métodos probabilísticos, baseados em índices de risco, fornecem resultados mais consistentes e confiáveis, permitindo uma comparação mais equilibrada entre as várias estratégias de operação e a seleção da alternativa mais econômica. Nestas metodologias, uma vez que um índice de risco é adotado como meta, o principal objetivo é manter o risco observado em nível menor do que o valor preestabelecido.

A busca pela eficiência no consumo e na geração da energia elétrica através do uso de incentivos econômicos está permitindo estruturar o gerenciamento dos sistemas elétricos. A participação do setor privado nesse processo é bastante grande e cresce ainda mais a cada dia. A implementação de um ambiente competitivo para alcançar essa eficiência tem sido mais efetiva na geração do que na transmissão e distribuição. Neste novo cenário, todos os serviços ancilares devem ser valorados e efetivamente alocados entre os diversos agentes dos sistemas elétricos.

Os serviços ancilares são serviços adicionais necessários para se ter confiabilidade na produção e fornecimento da energia elétrica, satisfazendo-se as exigências do mercado da eletricidade em tempo real. A reserva operativa e, portanto, a reserva girante são consideradas como um serviço ancilar, e a determinação de seu montante é definida através da avaliação do índice de risco preestabelecido para os sistemas e do investimento necessário para atingi-lo. As variáveis de controle disponíveis no processo de decisão dependem principalmente da estrutura institucional onde o sistema elétrico esteja funcionando [SB94, HG99].

O mercado da capacidade de reserva operativa ainda não está bem definido nem regulamentado dentro do negócio da energia elétrica. Por isso, é necessário estabelecer uma metodologia que determine e avalie o montante de reserva necessário para satisfazer as exigências dos sistemas elétricos, desde o ponto de vista técnico e econômico. Isto permitirá a criação de um mercado de reserva, possibilitando desta forma diferenciar o seu objetivo dentro do mercado *spot* de potência [AI00].

Enquanto a potência comercializada no mercado *spot* é programada para atender o consumo dos usuários na operação do sistema, a reserva de potência é uma capacidade disponível *on-line*, usada apenas para compensar os desbalanços do sistema na operação, os quais podem ou não ocorrer. Isto significa, então, que a reserva de potência é usada somente em forma intermitente, mas as unidades de geração que a fornecem devem estar sincronizadas o tempo todo. Por este motivo os custos destas duas potências com objetivos bem definidos são diferentes.

## 5.2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA E O SERVIÇO DE REGULAÇÃO

As mudanças na frequência são uma indicação do desequilíbrio momentâneo do sistema de potência. Se o consumo de potência ativa é diferente da potência ativa produzida, o balanço de potência ativa é atingido através do uso da energia cinética da parte girante dos geradores do sistema. Isto pode acelerar ou desacelerar as máquinas, causando modificações no valor da frequência. Portanto, a frequência é um indicador usado para regular a produção de potência ativa do sistema e atingir seu equilíbrio. Como o consumo de potência varia, a produção de potência ativa pode ser regulada adequadamente. A regulação de frequência é de grande importância para a segurança do sistema. O desvio da frequência deve estar normalmente dentro de uma faixa aceitável.

A regulação de frequência pode ser dividida em duas funções diferentes, como segue:

1. *Controle Primário de Frequência*: a geração de potência ativa nas unidades geradoras é automaticamente ajustada com base na frequência, usando-se sinais de entrada locais. A fim de dividir a regulação entre diferentes geradores, a frequência é regulada usando-se uma queda ou inclinação constante.



2. *Controle Secundário de Freqüência*: a geração de potência ativa em usinas individuais, ou em grupos de usinas, é ajustada em uma unidade central, manual ou automaticamente. O objetivo do controle secundário de freqüência é restabelecer a capacidade do controle primário.

A *qualidade da freqüência* em um sistema de potência depende da combinação do controle primário e secundário de freqüência.

O controle de freqüência pode ser obtido pelo operador do sistema a partir das seguintes fontes [CIGRE00]:

1. Controle automático de geração;
2. Obtenção da capacidade para exercer o controle direto da saída de potência de unidades de geração específicas;
3. Obtenção da capacidade para controle da demanda. Isto pode incluir os direitos para desligar carga como parte do desvio extremo da freqüência.

O controle de freqüência pode também ser obtido pelo acordo de preços/tarifas entre geradores e usuários, que podem voluntariamente ajustar sua produção e/ou consumo em função dessas negociações.

Em geral, o controle de freqüência pode ser provido em qualquer local pela ação da interligação do sistema. Entretanto, quando os elementos da transmissão estão operando ou estão perto de seus limites operativos, a ação de controle deve ser executada prudentemente para evitar a sobrecarga dos elementos do sistema.

O controle secundário ou regulação secundária ou controle automático de geração (CAG) que tem como objetivo garantir desvios nulos de freqüência ou desvios nulos de potência ativa de intercâmbio, ou ambos, conforme a modalidade de controle considerada.

Assim, são normalmente adotadas as seguintes modalidades de controle para CAG:

- Modalidade em Flat-Frequency (FF): tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência;
- Modalidade em Flat-Tie-Line (FTL): tem como objetivo garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio;
- Modalidade em Tie-Line-Bias (TLB): Tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência e potência de intercâmbio.

A frequência pode ser regulada através do controle dos intercâmbios estabelecidos previamente, através, dos contratos de compra e venda de energia. Este método chamado de Tie-Line-Bias (TLB) é bastante eficiente para operar dentro da estrutura dos mercados não-regulados de energia.

### **5.3 VALOR DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA**

Se a frequência está fora da região aceitável, isto implicará a redução da segurança do sistema. O risco pode ser dividido em várias partes [CIGRE00]:

1. Quando a frequência cai, toda a capacidade para a regulação primária da frequência pode ser esgotada. A reserva girante pode começar a ser usada para regular a frequência em condições de não-perturbação. Se isto acontece, então quando aparece uma perturbação, a frequência terá uma queda adicional, existindo o risco de que a reserva girante não seja suficiente para estabilizar a frequência depois da perturbação. O desbalanço de potência resultante pode causar a ação do controle de frequência por corte ou redução de carga, ou, na pior das hipóteses, o sistema pode entrar em blecaute.
2. Se for permitido que o sistema opere com um grande desvio de frequência, o fluxo de potência no sistema pode divergir consideravelmente do fluxo de potência planejado. Isto depende de onde a execução do controle primário de frequência esteja situado no sistema de geradores. A transferência de potência através dos locais com restrições pode, portanto, exceder seus limites ou criar congestionamento devido aos grandes

desvios de frequência. Se uma perturbação crítica aparece durante tais condições, o resultado pode ser um blecaute parcial ou total do sistema.

3. A persistência em desvios grandes de potência pode resultar em redução de vida dos equipamentos ou criar outros problemas, tais como prejuízos econômicos em processos produtivos sensíveis a essas variações de frequência.

O risco de operação com grandes desvios de frequência pode ser determinado totalizando-se todos os efeitos desses problemas: incremento da probabilidade de falha que pode levar a uma precária regulação, impacto da precária regulação nos contratos de energia e nas condições calculadas de congestionamento e o impacto direto da frequência na vida útil dos equipamentos e dos processos produtivos. Esta avaliação pode ser realizada através de métodos probabilísticos e do uso dos custos associados para a sociedade (custos dos usuários) e de perturbações no desenvolvimento econômico. O *valor do incremento da qualidade da frequência* é igual ao custo associado à redução da perturbação.

#### **5.4 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM UM AMBIENTE COMPETITIVO**

Alguns mercados dentro do ambiente competitivo ou ambiente de mercado livre estão organizados para que o usuário compre energia de um produtor e a transporte através da rede própria. Isto é conveniente para a classificação dos serviços ancilares como parte do serviço de transporte [CIGRE00].

A rede é considerada muitas vezes, como um monopólio natural. A rede (operador) manobra os controles primário e secundário de frequência. Como a rede normalmente não possui capacidade de geração, a regulação de frequência é comprada das usinas de geração. O preço do controle de frequência é o resultado de um acordo entre o vendedor e o comprador do serviço. Para ambas as partes devem existir métodos que permitam calcular o valor do serviço.

Os controles primário e secundário de frequência são necessários para manter a segurança do sistema de potência. Portanto, o controle de frequência tem um valor comercial.

Este valor está associado ao custo da segurança do sistema de potência, cujo nível é estabelecido de acordo com as necessidades dos usuários.

A qualidade do controle de frequência é o resultado dos controles primário e secundário de frequência. O critério para o controle de frequência pode estar fundamentado em considerações econômicas e nas restrições que definem o grau requerido de qualidade de frequência.

## **5.5 MODELOS CONVENCIONAIS DO MERCADO DE RESERVA**

A reserva operativa e seus componentes, especialmente a reserva girante constituem a parte mais importante para a estruturação e operacionalidade de um mercado de reserva. Entretanto, esse mercado deve fornecer as condições necessárias que garantam uma operação equilibrada o tempo todo sob todas as circunstâncias possíveis. Os mercados que não permitam suficiente flexibilidade em seus preços de oferta e locação com apropriados tempos de resposta fornece ao sistema condições inadequadas para a sua operação. Muitas vezes os sistemas de potência são forçados a operar fora dos limites e das regras do mercado para manter a integridade do sistema (condições de emergência). Portanto, é de fundamental importância que os mercados de reserva possuam uma apropriada estrutura que lhes permita satisfazer qualquer exigência operativa dos sistemas de potência.

Os operadores do sistema devem ter em conta os objetivos de segurança do sistema mesmo na presença de eventos razoáveis. O nível necessário de confiabilidade e disponibilidade que um operador deve atingir é estabelecido com antecedência, ou seja, deve ser predeterminado, de tal forma que seja economicamente viável. Portanto, os operadores devem procurar serviços ancilares que permitam operar o sistema de acordo com as condições previstas pelos usuários do sistema.

A procura pelos serviços ancilares deve-se caracterizar pelos seguintes aspectos:

1. A posse do equipamento necessário para fornecer o serviço. Esta é uma prática comum para o fornecimento de serviços, como, por exemplo, a posse de capacitores *shunt* e outros equipamentos de potência reativa.

2. Contratação no longo prazo de fornecedores de serviços ancilares sob condições e critérios específicos. Estabelecendo-se, portanto a necessidade de criar ou fortalecer os mercados de reserva.
3. Criação de um mercado para o fornecimento dos serviços onde as partes interessadas ofertem os seus serviços apropriadamente. Para esta condição é necessário criar um critério de fiscalização do mercado para evitar especulação.

O custo de fornecimento dos serviços ancilares depende das necessidades do sistema. Em geral, pode ser liquidado pelos responsáveis pelas necessidades do serviço. O orçamento pela provisão do serviço de transmissão, em princípio, inclui o custo dos serviços ancilares. Isto requer a determinação do custo de provisão do serviço e o custo de alocação entre as várias partes.

A necessidade de cada serviço ancilar é determinada pelo operador do sistema em conformidade com os padrões operativos, os quais são estabelecidos por cada sistema interligado em concordância com critérios técnicos e econômicos.

As necessidades de reserva de um sistema de potência podem ser definidas da seguinte forma [CIGRE00]:

1. *Necessidade Esperada para cada Serviço de Reserva:* esta necessidade esperada depende, por exemplo, do montante esperado de geração para compensar as falhas não planejadas num certo período de tempo, ou do montante para compensar mudanças na carga num período dado.
2. *Incerteza na Necessidade de cada Serviço de Reserva:* esta incerteza na necessidade depende, por exemplo, dos geradores, das falhas não planejadas e das mudanças na carga. Em outras palavras, a reserva pode cobrir a necessidade de reserva esperada e uma margem de incerteza de tal forma que as necessidades de reserva sejam reais.

A reserva é necessária num sistema a fim de manter a freqüência e de assegurar um bom nível de confiabilidade para o fornecimento de energia para todos os usuários. Embora

cada mercado participante decida ter alta confiabilidade, eles podem não estar dispostos a pagar por esse benefício. A razão é que a reserva tem muitas das características de um *benefício público*, e, portanto, deve estar disponível para todos os participantes do mercado independentemente de quem pagou por ela. Em consequência, os mercados participantes individuais podem evitar essa reserva, reduzindo-se assim, o nível de confiabilidade do sistema.

A fim de se ter uma ótima solução para esses benefícios públicos, deve-se implantar um mecanismo que force os participantes do mercado a pagar pelos benefícios que eles recebem. Isto pode ser realizado através dos seguintes mecanismos:

1. *Sob uma quantidade exigida para cada um dos participantes*: cada mercado participante deve fornecer ao operador do sistema uma certa quantidade de cada de reserva ou, alternativamente, comprar essa quantidade do sistema operador.
2. *Sob um desempenho exigido*: os participantes dos mercados têm a opção de fornecer qualquer quantidade de reserva; mas essa capacidade é retirada quando aparecem falhas em seus sistemas.

Essas duas aproximações permitem um pagamento ótimo para os serviços de reserva. Em ambos os casos, os usuários sempre serão beneficiados com menores custos e alta confiabilidade, ou pelo contrario, por decisão própria dos clientes podem ser aceitos níveis baixos de confiabilidade, mas sujeitos a maiores custos (surtem cortes inesperados de energia).

Quando a confiabilidade de um sistema de potência é o principal interesse da operação do mercado livre, a quantidade exigida como obrigatória é a mais efetiva. Porém, a exigência de bom desempenho implica em um ambiente de concorrência e operação de livre mercado.

A procura de serviços ancilares é uma função importante na operação dos mercados não-regulados de energia. No passado, por exemplo, no sistema operador independente ISO da Califórnia (EUA), os serviços ancilares foram procurados desde os mercados de serviços

de alta qualidade até os mercados de baixa qualidade. O custo para cada mercado está fundamentado no *preço de liquidação do mercado MCP*, que constitui o preço de oferta mais alto aceito pelo mercado.

Serão descritas a seguir duas das mais interessantes técnicas existentes até hoje para a alocação da capacidade de reserva nos mercados de um ambiente competitivo. Estas duas metodologias estão sendo usadas atualmente pelo sistema da Califórnia nos EUA (*foi usado como base da pesquisa da presente tese o mercado de reserva do sistema da Califórnia, por ser o mais completo em termos da qualidade da reserva e as regras da sua estrutura. Existem também mercados de reserva em funcionamento em outros países como, por exemplo, na Noruega, mas não têm as características técnicas e funcionais do sistema da Califórnia*). A idéia é mostrar as diferenças existentes e apresentar a que oferece resultados economicamente mais eficientes.

### **5.5.1 Método Seqüencial**

Desde que o ISO da Califórnia começou a sua operação, em 31 de março de 1998, os serviços de reserva têm sido selecionados usando-se o método chamado *Método Seqüencial*. O método seqüencial não produz necessariamente os custos mínimos totais para esse serviço.

Os custos dos serviços ancilares compreendem 48% do total dos custos do mercado do ISO durante o primeiro ano de operação. O método seqüencial tem sido usado no ISO da Califórnia para a procura dos serviços ancilares por causa da sua rigorosa consistência em relação às regras deste mercado e da relativa facilidade de sua implementação. Mas a experiência durante o primeiro ano de operação mostrou que o método não atingia a eficiência do mercado e era propenso ao aparecimento repentino de picos (aumentos exagerados) nos preços.

Durante a onda de calor em julho de 1998, o preço dos serviços ancilares foi elevado a US\$ 9999 por MWh por umas poucas horas, comparando-se com o preço normal de US\$ 5 a US\$10 por MWh. A comissão administrativa do ISO teve que impor um preço *cap* ou preço máximo de US\$ 500 por MWh, reduzido posteriormente para US\$ 250. Para melhorar a

eficiência do mercado e prevenir picos inesperados nos preços, o ISO da Califórnia se propôs a redesenhar o mercado dos serviços ancilares.

O método seqüencial se ocupa com a procura dos serviços ancilares de reserva de regulação, reserva girante, reserva não-girante (reserva suplementar) e reserva de recomposição (reserva de suporte).

As regras que regem o mercado dos serviços ancilares do ISO da Califórnia estão definidas como segue:

1. *Múltiplas Ofertas*: um recurso pode submeter ofertas para um ou todos os mercados de serviços ancilares com diferentes capacidades e preços. Entretanto, um recurso pode submeter somente uma oferta de capacidade e um preço para um mercado específico.
2. *Ordem da Qualidade*: a ordem da qualidade do serviço é determinada como segue:
  - Reserva de regulação;
  - Reserva girante;
  - Reserva não-girante;
  - Reserva de recomposição.

As necessidades para o mercado de alta qualidade devem ser encontradas antes de se determinar as do mercado de baixa qualidade.

3. *Ofertas Baixas*: em cada mercado de serviços ancilares, uma oferta é aceita procurando-se do menor preço ao maior, até atingir as necessidades desse mercado. O preço da última oferta aceita define o preço de liquidação (MCP) desse mercado. Todas as capacidades disponíveis das ofertas com um preço menor que o MCP tem que ser aceitas. Todas as ofertas de capacidade aceitas serão pagas pelo MCP do mercado, e não pelos seus preços de oferta.
4. *Seleção Parcial*: para a oferta que define o MCP, uma parte da capacidade disponível pode ser aceita caso exista um excesso no fornecimento. Se mais que uma oferta



definir o MCP, as ofertas aceitas serão repartidas em função das suas capacidades disponíveis.

5. *Restrição de Capacidade*: a oferta de um recurso pode ser aceita em mais de um mercado. Entretanto, a capacidade total aceita não deve exceder a sua capacidade total disponível.
6. *Restrição de Resposta*: a capacidade aceita para um mercado de serviço ancilar tem que satisfazer as exigências na velocidade de resposta do mercado específico. No ISO da Califórnia, os tempos de resposta de 10, 10 e 60 minutos são usados para os mercados de reserva, girante, não-girante e reposição respectivamente.

O método seqüencial busca o serviço ancilar seguindo exatamente as regras descritas anteriormente. Para demonstrar como o método seqüencial trabalha, é usado um exemplo hipotético com quatro unidades de geração. A forma como é aplicado o algoritmo neste exemplo encontra-se detalhada no Apêndice D.

A substituição de ofertas de baixa qualidade (custos de oferta elevados) por ofertas de mercado de alta qualidade (custo de oferta baixos) é permitida no mercado não-regulado da Califórnia. Existem muitas maneiras para realizar essa substituição. O método *Rational Buyer's* apresenta uma sistemática alternativa para se encontrar sempre a solução ótima de tal substituição.

Os resultados encontrados aplicando a técnica seqüencial ao exemplo hipotético de 4 geradores são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método Sequencial

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1					60	1	30	5	90
2	100	3			40	2	10	10	150
3	20	4	80	4			60	4	160
4	80	2	20	3					100
<b>Reserva Total (MW)</b>	200		100		100		100		500
<b>Cust Marg.(US\$/MWh)</b>	4		4		2		10		
<b>Custo Total (US\$)</b>	800		400		200		1000		2400

### 5.5.2 Método *RATIONAL BUYER'S*

Este método foi implementado pelo ISO da Califórnia nos EUA e tem estado em produção desde 18 de agosto de 1999. Os resultados no primeiro mês de operação em tempo-real mostraram que este algoritmo é praticamente possível e tem melhorado a eficiência do mercado.

O objetivo da técnica *Rational Buyer's* é minimizar a seguinte função de custos, dada pela equação (5.1):

$$CUST = P_1 * C_1 + P_2 * C_2 + P_3 * C_3 + P_4 * C_4 \quad (5.1)$$

A função de custo da equação (5.1) está sujeita às restrições mostradas na equação (5.2):

$$\begin{aligned} C_1 &\geq D_1 \\ C_1 + C_2 &\geq D_1 + D_2 \\ C_1 + C_2 + C_3 &\geq D_1 + D_2 + D_3 \\ C_1 + C_2 + C_3 + C_4 &= D_1 + D_2 + D_3 + D_4 \end{aligned} \quad (5.2)$$

Onde:

$C_1, C_2, C_3$  e  $C_4$  São as ofertas de capacidade aceitas nos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e recomposição respectivamente;

$D_1, D_2, D_3$  e  $D_4$  São as necessidades de reserva nos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e recomposição respectivamente;

$P_1, P_2, P_3$  e  $P_4$  São os preços de liquidação dos mercados (MCP) de reserva de regulação, girante, não-girante e recomposição respectivamente.

O algoritmo está fundamentado em uma busca exaustiva que avalia todas as possíveis combinações de preços. O número total de possíveis combinações dos MCP é um número finito, porque: (i) existe um número finito de ofertas submetidas em cada um dos quatro mercados do SA e (ii) o MCP num mercado específico é um dos preços ofertados entre todas as ofertas nos mercados, ou zero se a oferta não é aceita.

Para cada um dos quatro mercados, um preço limite superior pode ser encontrado através de alguma combinação de preços com um preço maior que o limite superior, podendo ser excluído do processo de busca.

Se as ofertas de regulação são usadas para substituir as necessidades de reserva girante, isto resulta num incremento do MCP do mercado de regulação e em uma diminuição do MCP do mercado de reserva girante. O limite inferior do custo do mercado de reserva girante é o preço mínimo quando são analisadas, tanto como possível, muitas ofertas de regulação, ou zero se a totalidade das necessidades de reserva girante são substituídas pelas ofertas de regulação. Por conseguinte, o preço original da reserva girante é reduzido até que o preço limite superior do mercado de regulação seja atingido, através da substituição das ofertas da reserva girante pelas ofertas de reserva de regulação.

De forma semelhante, o preço limite inferior do mercado de reserva não-girante pode ser determinado pela substituição das suas necessidades, tanto quanto possível, pelas ofertas de reserva de regulação e reserva girante. O preço limite inferior do mercado de reserva de

reposição pode ser determinado pela substituição das suas necessidades, tanto quanto possível, pelas ofertas de reserva de regulação, reserva girante e não-girante.

Uma busca exaustiva é executada para todos os casos das possíveis combinações de preços entre o preço limite inferior e o limite superior. O procedimento de busca é executado para quatro laços. Cada laço começa no preço limite inferior e termina no limite superior. Para cada laço faz-se a avaliação das ofertas na seguinte seqüência: reserva de regulação, reserva girante, reserva não-girante e reserva de recomposição.

Todas as restrições usadas no método seqüencial, como velocidade de resposta, limite máximo de operação e energia programada, são respeitadas. Para cada mercado, as ofertas atualmente disponíveis são calculadas. A capacidade acumulada é adicionada começando-se dos preços ofertados inferiores até o preço limite superior do mercado. Uma capacidade disponível inferior e superior pode ser encontrada. A capacidade superior é verificada com as restrições descritas pela equação (5.2). Se esta capacidade satisfaz todas as restrições, o caso é possível e será avaliado. Caso contrário, o caso não será considerado. Para cada caso possível é utilizada uma técnica de programação linear LP (*Linear Programming*) para encontrar a alocação ótima de capacidade nos diferentes mercados. Usando a equação (5.1), deve-se realizar a busca do custo mínimo de todos os casos selecionados como possíveis (isto significa, que a técnica de programação linear será executada tantas vezes como casos possíveis aparecerem). O caso com o mínimo custo global será a solução do método *Rational Buyer's*.

O exemplo hipotético de 4 geradores utilizado no método seqüencial (vide Apêndice D) é também usado para mostrar o processo exaustivo de busca do método *Rational Buyer's*. O processo de aplicação encontra-se descrito no Apêndice E.

No exemplo, o número de ofertas e o número de preços são diferentes para cada um dos quatro mercados. Assim, o número máximo de possíveis combinações são  $4^4 = 256$ . O número de possíveis combinações de preços a serem avaliadas pode ser reduzido drasticamente fundamentando-se nas seguintes observações:

Os resultados encontrados aplicando a técnica recursiva *Rational Buyer's* ao exemplo hipotético de 4 geradores são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método *Rational Buyer's*

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1					60	1	20	5	80
2	100	3			60	2			160
3	120	4	40	4					160
4	80	2	20	3					100
<b>Reserva Total (MW)</b>	300		60		120		20		500
<b>Cust Marg. (US\$/MWh)</b>	4		4		2		5		
<b>Custo Total (US\$)</b>	1200		240		240		100		1780

Observando os resultados da Tabela 5.2 encontra-se que a diferença que existe com os resultados fornecidos pela aplicação da técnica seqüencial apresentados na Tabela 5.1, são grandes, por exemplo, o custo total do montante de reserva é bem menor e os montantes de reserva por mercado também são diferentes, mas o montante total de reserva não tem variação, pois essa é uma das principais restrições preestabelecidas que as duas técnicas têm que satisfazer.

As razões para que surjam essas diferenças é que o método *Rational Buyer's* está fundamentado numa técnica de programação linear LP, onde é necessário definir uma função objetivo que deve ser minimizada pois está representando os custos de investimento na capacidade de reserva. Essa função objetivo integra as principais variáveis do sistema global (custo marginal ou MCP e o montante de reserva por mercado) e não por mercado como acontece com a metodologia seqüencial, por este motivo o custo total do montante de reserva será sempre menor quando determinado usando a técnica *Rational Buyer's*.

Em quanto aos objetivos das necessidades de capacidade de reserva por mercado, os resultados fornecidos pela técnica *Rational Buyer's*, são diferentes dos especificados para cada mercado, isto obedece simplesmente ao fato de que o sistema é tratado com um conjunto só, portanto, os montantes de reserva calculados para cada mercado serão o resultado do

processo de minimização da função objetivo do problema e não da restrição do montante de capacidade fixada para cada um deles (método seqüencial). O problema minimizará o valor da função objetivo (minimização do custo da capacidade total de reserva), levando em consideração, as restrições de capacidade máxima das unidades de geração e o montante total da capacidade de reserva preestabelecido para o sistema.

## 5.6 CONCLUSÕES

- É necessário criar mercados de reserva de capacidade bem estruturados e sólidos em quanto a seus objetivos, ou seja, fornecimento de uma apropriada regulação de frequência e um adequado nível de confiabilidade para a operação do sistema.
- Os mercados de reserva devem fornecer seus serviços de forma econômica, portanto, os seus custos devem ser o mais reduzidos possíveis. Esses custos dependem dos custos ofertados nos mercados de reserva operativa, os quais devem ser controlados através de agente moderador que represente os interesses dos usuários.
- A principal preocupação dos mercados de reserva é encontrar uma maneira ou metodologia que permita alocar as necessidades de capacidade de cada mercado de reserva em todas as unidades ou recursos ofertantes (ofertantes selecionados) numa forma equilibrada e proporcional a seus custos de oferta.
- Dentro da estrutura dos mercados não-regulados está-se trabalhando com métodos otimizados para a alocação da capacidade de reserva (exemplo EUA, Noruega, Espanha, etc.). Existem duas técnicas bastante usadas que permitem fixar as regras de operação dos mercados de reserva numa forma apropriada, favorecendo os interesses das concessionárias e dos usuários da energia. Essas técnicas são chamadas de Método Seqüencial e Método *Rational Buyer's*.
- Os métodos Seqüencial e *Rational Buyer's* são duas técnicas que permitem encontrar os custos da capacidade de reserva por mercado e o custo da capacidade total de reserva do sistema. O objetivo das concessionárias é encontrar uma alternativa que determine a

capacidade por recurso e o custo de oferta marginal por mercado, que garanta os menores custos para a capacidade total de reserva do sistema de potência.

- Das metodologias existentes, a que permite encontrar os menores custos para as necessidades de reserva do sistema é a técnica *Rational Buyer's*, pois a sua solução oferecida está baseada numa técnica de programação linear que busca minimizar os custos através de uma função objetivo que integra custos de oferta e capacidade de reserva por recurso.
- Os resultados do método Sequencial mostram custos superiores (investimento maior) para a capacidade total de reserva se comparados com os resultados apresentados pelo método *Rational Buyer's*.
- O método *Rational Buyer's* é uma excelente técnica para alocar e valorar a reserva operativa de um sistema de potência, mas não é capaz de fornecer uma solução satisfatória em termos econômicos quando aparecem fenômenos de especulação nos custos de oferta da capacidade de reserva.
- A técnica *Rational Buyer's* não determina as necessidades de capacidade de reserva por mercado, só realiza a alocação ou distribuição dessa capacidade já preestabelecida nos recursos ofertantes no mercado de reserva operativa.

# CAPÍTULO 6

## TÉCNICA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA

### 6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será descrita em forma detalhada a nova técnica desenvolvida neste trabalho de pesquisa para o dimensionamento e valoração da capacidade de reserva operativa de um sistema elétrico de potência. Serão apresentadas todas as características desta metodologia, mostrando-se seus aportes e as suas diferenças em relação a outras técnicas disponíveis para a determinação da reserva operativa.

Esta metodologia é bastante atraente pois permite satisfazer em forma apropriada as necessidades de capacidade de reserva dos sistemas de potência e seu custo associado. A vantagem principal deste novo método é que não depende de uma decisão subjetiva (valor de um índice de risco preestabelecido) para calcular o montante por mercado e para o sistema integral, levando-se consideração o comportamento estocástico da operação dos elementos de um sistema de potência, através de seus parâmetros de confiabilidade e aspectos econômicos relacionados aos custos de oferta dessa capacidade de reserva.

O montante de reserva operativa determinado através deste novo método, constitui um valor apropriado para satisfazer às verdadeiras necessidades dos sistemas de potência, eliminando-se assim a possibilidade de ter sistemas superdimensionados ou subdimensionados. Constitui portanto, uma ferramenta que pode beneficiar amplamente a consolidação dos mercados de reserva nos ambientes competitivos.

As necessidades de reserva operativa de um sistema de potência podem ser determinadas em função dos custos ofertados nos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e de recomposição [LARLA00, CIGRÉ00, PVSM02]. Isto supõe a existência de um mercado formal de reserva de capacidade. Estes custos, na realidade, constituem o custo



médio de operação das unidades de geração ou o custo médio de operação das usinas geradoras. Geralmente, as unidades de geração de uma usina têm características similares; por conseguinte, nesses casos, o custo médio por usina é distribuído na mesma proporção para todas as unidades. Mas, se as unidades possuem características diferentes os seus custos de operação são diferentes.

Ainda hoje a reserva operativa de alguns sistemas elétricos de potência é determinada através de metodologias determinísticas, que, como é sabido, não refletem o desempenho dos sistemas elétricos nem o grau de sua segurança. Entretanto, este panorama pode ser mudado utilizando-se as técnicas probabilísticas, que fornecem resultados mais confiáveis e coerentes.

Os métodos probabilísticos proporcionam resultados "adequados" nos estudos dos sistemas de potência. O principal objetivo dessas análises é obter um grau de segurança no fornecimento da demanda do sistema, mas esse grau de segurança está em função de uma decisão previamente definida. A segurança assim estabelecida não garante que se atinja o desempenho ótimo do sistema em todos os seus possíveis eventos. Na realidade, esse índice de risco definido *a priori* não reflete, em nenhum momento, o comportamento real do sistema. Por isso, permanece um certo grau de arbitrariedade em sua concepção.

A reserva operativa desempenha um papel muito importante na segurança da operação de um sistema de potência. Por esta razão, o montante deste SA deve ser determinado não só em função de parâmetros econômicos (custos de operação), pois estes não dizem nada a respeito do desempenho do sistema, mas também quanto às características operativas de todos os elementos que integram o sistema, refletidas nos seus parâmetros de confiabilidade. Por meio desses índices é possível simular o comportamento estocástico e econômico de um sistema, permitindo-se a determinação da relação custo/benefício das alternativas analisadas. Desta forma é possível escolher aquela que apresente a melhor relação custo/benefício, constituindo portanto, a alternativa de menor custo.

Pode-se mostrar que os métodos probabilísticos tradicionais por si mesmos não são capazes de salientar os custos associados à qualquer perda ou interrupção de carga. Existem outras técnicas em que o índice de custo perda de carga LOLC, expresso em dólares por ano,

pode ser usado para a determinação do montante de reserva operativa de um sistema elétrico de potência. Porém este índice é também estabelecido *a priori* como meta a ser atingida.

Como já foi dito nos capítulos anteriores, o índice LOLC (valor da confiabilidade) depende fundamentalmente do custo unitário de interrupção UC de cada classe consumidora de um sistema de potência. Esse custo é função de alguns fatores relacionados com o processo de interrupção do suprimento de energia, sendo os mais importantes o montante cortado, a duração e o instante de ocorrência da interrupção.

Este trabalho apresenta uma nova e interessante metodologia para determinar o montante das necessidades de reserva operativa e a sua alocação nos recursos fornecedores de capacidade de reserva de um sistema elétrico de potência. A inovação desta técnica é que não necessita do estabelecimento prévio de um índice de risco nem do montante das necessidades de reserva de capacidade dos mercados da reserva operativa para definir o grau de segurança de um sistema de potência; em outras palavras, não há necessidade de se definir *a priori* um índice ou parâmetro que permita atingir tal objetivo.

A técnica desenvolvida promulga a criação de um mercado formal de reserva de capacidade que permita o fornecimento eficiente do SA de reserva para um sistema de potência. O método leva em consideração os prejuízos causados pelas interrupções de energia no nível dos usuários (valor da confiabilidade) e os custos de oferta (custo de operação dos recursos) da capacidade de geração nos mercados de reserva, combinando-os para se obter o montante ótimo da necessidade de reserva operativa do sistema que represente o menor custo.

## **6.2 ALGORITMO PROPOSTO PARA A DETERMINAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA**

O método desenvolvido neste trabalho para a determinação das necessidades de capacidade de reserva operativa de um sistema de potência está fundamentado nos custos de oferta (custo de operação) das unidades de geração participantes nos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e de recomposição, e no custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) do sistema (prejuízo causado aos usuários por interrupção no fornecimento de energia), que reflete o comportamento aleatório de seus elementos.

Isto significa: (i) ou que, já existe um mercado de reserva de capacidade, (ii) ou que, através desta nova técnica, são fornecidos os critérios necessários para sua criação. O mercado de reserva operativa é um mercado que oferece o serviço ancilar de capacidade de geração com propósitos bem definidos dentro da operação de um sistema de potência. Portanto, seus custos de oferta podem ser diferentes dos custos do mercado *spot* de energia [HG99, AI00].

A criação de um mercado formal de reserva de capacidade incentiva os proprietários de geração a participarem ativamente neste novo mercado, já que seus geradores, por causa de seus custos muito elevados, não foram programados para o atendimento da demanda em condições normais. Mas, para se evitar especulação e monopólio nos mercados de reserva e *spot* de energia, deve existir uma seqüência de negociação, priorizando-se, inicialmente, a programação das unidades de geração no mercado *spot* de energia [P97] e, logo após, as unidades de geração no mercado de reserva [AI00, LARLA00].

Segundo esta nova metodologia, o modelo da carga considerado é a curva cronológica da carga do sistema, levando-se em consideração, portanto, a variação da carga no tempo. Durante o processo avalia-se a carga do sistema no nível horário, examinando-se portanto, seu comportamento em cada hora da operação do sistema.

O processo de execução do algoritmo começa com a determinação do modelo da geração, o qual é obtido através da construção da tabela de probabilidades e freqüências das capacidades indisponíveis COPT de todas as unidades programadas para o atendimento da demanda horária em condições normais de operação do sistema. Com estas tabelas, que representam o modelo da geração do sistema e o valor médio da carga horária, determinam-se os diferentes índices de confiabilidade do sistema: a probabilidade de perda de carga LOLP, a duração de perda de carga LOLD, a freqüência de perda de carga LOLF, o valor esperado de energia não suprida EENS e o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade). Todos estes parâmetros refletirão as condições iniciais do comportamento do sistema no processo de cálculo da reserva operativa.

Dos resultados encontrados na COPT, a duração da falha LOLD permite a comparação de seu valor com o tempo de análise considerado (duas horas) para o período de carga máxima: (i) se a LOLD é maior, só existirá um estado de falha com duração igual ao

período de tempo considerado, podendo-se, assim, determinar o índice LOLC com essa duração; (ii) se é menor, deve-se calcular a duração exata da falha, levando-se em consideração os diferentes estados de corte de potência da interrupção, neste caso, depois da determinação da duração total da falha, calcula-se o LOLC associado a essa interrupção [P96, P97, LPMM97].

Logo após a execução desse primeiro estágio do processo, os agentes ou recursos ofertantes nos quatro mercados de reserva são ordenados pelos seus custos em forma crescente, e inicia-se a busca do montante das necessidades de reserva operativa por mercado e global do sistema. A metodologia estabelece uma seqüência de busca que deve começar obrigatoriamente pelo mercado de reserva de regulação, pois, o sistema baseado na capacidade deste serviço de reserva deve garantir sempre a regulação instantânea de todas as pequenas variações de frequência (incerteza na previsão horária da demanda).

Depois do ordenamento dos recursos do mercado de regulação, inicia-se o processo de seleção dos agentes que integrarão o grupo de geradores da reserva deste mercado. A primeira unidade de geração (recurso ou agente) do mercado de regulação que deve ser analisada é aquela com o menor custo de oferta (US\$/MWh), que constituirá, por sua vez, o custo mínimo deste mercado. Esta unidade será incluída na COPT, ou seja, esta tabela ou modelo de geração deverá ser reconstruído para se determinar novamente os valores de todos os índices de confiabilidade para esta nova configuração do sistema de geração, em especial o valor da variável aleatória LOLC do sistema.

A diferença existente entre o valor do LOLC com esta primeira unidade de reserva e o LOLC correspondente ao estado inicial do sistema (sistema sem unidades de reserva) constitui um parâmetro importante para que esse recurso seja ou não selecionado. Esta diferença representa a redução do custo de perda de carga quando se considera esta nova unidade no modelo de geração (COPT); em outras palavras, esta diferença corresponde ao benefício obtido na confiabilidade do sistema quando é adicionada uma nova unidade de geração. Para várias unidades de geração de um mercado acrescentadas ao sistema, esta diferença pode ser determinada através da equação 6.1:

$$\Delta\text{LOLC} = \text{LOLC}_i - \text{LOLC}_{(i+1)}, \quad \text{para } i = 0, 1, 2 \text{ até } n \quad (6.1)$$

Onde:

$LOLC_i$  Representa o custo de perda de carga do sistema, considerando a unidade  $i$ ;

$LOLC_{(i+1)}$  Representa o custo de perda de carga do sistema, considerando as unidades  $i$  e  $i+1$ .

Continuando com o processo de cálculo, o valor desta diferença do LOLC é dividido pelo tempo  $T$  (2 horas) considerado para a avaliação da reserva operativa do sistema no período de demanda máxima. Desta forma, determina-se uma taxa de variação que constitui a redução do custo de perda de carga por hora (US\$/h). Esta taxa de variação é dividida pelo valor da capacidade máxima da unidade (estado  $Up$ ) estudada, transformando-se em uma taxa de variação (US\$/MWh) que representa a redução do custo de perda de carga LOLC por MWh da unidade. É importante salientar aqui que, no processo de construção da COPT, as unidades de geração são representadas geralmente através de um modelo Markoviano a dois estados, os quais representam um estado de operação  $Up$  (capacidade máxima) e um estado de avaria  $Down$  (capacidade nula). Estas duas taxas de redução do custo de perda de carga podem ser determinadas pelas equações 6.2 e 6.3 respectivamente:

$$\Delta LOLC_t = \frac{\Delta LOLC}{T} \quad (6.2)$$

$$\Delta LOLC_c = \frac{\Delta LOLC_t}{(MW_{Max})_i} \quad (6.3)$$

Onde:

$\Delta LOLC_t$  Representa a taxa de variação do  $\Delta LOLC$  por hora;

$\Delta LOLC_c$  Representa a taxa de variação do  $\Delta LOLC_t$  por MWh;

$(MW_{Max})_i$  Representa a capacidade máxima da unidade  $i$  analisada;

$T$  Representa o tempo de análise de interesse.

A taxa de redução do custo de perda de carga  $\Delta LOLC_c$  é comparada com o custo de oferta da capacidade da unidade sob análise. Assim, se o valor desta taxa é menor, a unidade

não será aceita para integrar o grupo de reserva; caso contrário, a unidade será aceita e neste caso a taxa de redução  $\Delta\text{LOLC}_c$  estará indicando simplesmente que o benefício obtido pelo sistema é maior que o custo do recurso que o produz.

Este processo de busca do algoritmo exige a execução de quatro laços para a determinação do montante das necessidades de capacidade dos quatro mercados da reserva operativa. O primeiro laço a ser processado corresponde ao mercado de reserva de regulação: em princípio, todas as capacidades ofertadas neste mercado devem ser estudadas, mas isto não significa que todas sejam aceitas para satisfazer as necessidades de capacidade de reserva deste mercado. O processo de seleção de recursos deste laço finaliza quando a taxa de redução  $\Delta\text{LOLC}_c$  é menor que o custo de oferta da unidade de geração analisada, ou seja, a execução deste laço finaliza quando a relação entre o índice  $\Delta\text{LOLC}_c$  e o custo de oferta (COF) de um recurso é menor que a unidade. Este conceito é representado pelo parâmetro chamado  $\beta$ , ou parâmetro de parada do processo de busca, e é determinado através da equação 6.4, como segue:

$$\beta = \frac{\Delta\text{LOLC}_c}{(\text{COF})_i} \left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \beta > 1, \text{ o processo de busca continua.} \\ \text{Se } \beta < 1, \text{ o processo de busca finaliza.} \end{array} \right. \quad (6.4)$$

Onde:

$(\text{COF})_i$       Representa o custo de oferta do recurso  $i$ .

Quando o algoritmo atinge o valor de  $\beta < 1$ , não serão aceitas mais unidades de geração para cobrir as necessidades de capacidade de reserva do mercado. Isto significa que o custo de oferta da última unidade aceita estabelecerá o maior custo do mercado e constituirá o seu custo de liquidação ou MCP. O valor acumulado de todas as capacidades dos recursos aceitos representará o montante da reserva de capacidade deste mercado.

A capacidade individual ofertada em cada uma das unidades aceitas no mercado de regulação é comprada na sua totalidade. Entretanto, estes recursos continuarão ofertando capacidade de reserva nos outros mercados da reserva operativa.

O segundo laço que deve ser processado na seqüência estabelecida pelo algoritmo corresponde ao mercado da reserva girante. Todos os recursos ofertados no mercado de regulação que não foram aceitos nesse mercado, entram como ofertantes no mercado de reserva girante, juntamente com todos os ofertantes deste mercado. Esse conjunto de recursos assim constituído deve ser ordenado pelos seus custos em forma crescente. Desta lista ordenada de recursos, o agente com o menor custo constituirá o mínimo custo do mercado.

O valor da taxa  $\Delta\text{LOLC}_c$  do sistema, produzido pela última unidade de geração aceita (última unidade de geração adicionada à COPT) pelo mercado de regulação, é tomado como o *custo-padrão* ou *tarifa de oferta de referência* do sistema para selecionar as ofertas de capacidade da reserva girante. Todos os recursos aceitos no mercado de regulação, ofertantes agora no mercado de reserva girante, devem ser aceitos neste novo mercado, pois eles já foram programados para atender as necessidades de reserva do sistema (já estão incluídos na COPT do sistema), com exceção daqueles que apresentassem custos de oferta superiores ao custo ou tarifa de referência. Novamente, o custo do último recurso escolhido neste mercado estabelecerá o maior custo de oferta ou custo de liquidação do mercado (MCP). Este comportamento do algoritmo é muito importante, pois evita a escolha de recursos com altos custos de oferta; em outras palavras, o algoritmo em forma natural impede a especulação nos preços das ofertas de capacidade, rejeitando os recursos com altos custos de oferta.

É importante salientar que o valor da *tarifa de referência* ou valor do *custo-padrão* do sistema pode ser mudado neste mercado se alguma das unidades que ainda não faz parte da COPT (ainda não foi programada) produz uma taxa de redução  $\Delta\text{LOLC}_c$  maior que seu custo de oferta (o algoritmo sempre testará as unidades que ainda não foram incluídas na COPT) quando é acrescentada à COPT. Desta forma, o novo valor da  $\Delta\text{LOLC}_c$  converte-se na nova tarifa de referência do mercado de reserva operativa. A condição mais importante de cada um dos recursos selecionados para satisfazer as necessidades de capacidade deste mercado, é que seu custo de oferta seja menor que a tarifa de referência vigente no sistema.

O terceiro laço a ser executado, seguindo-se a ordem de prioridade estabelecida pelo algoritmo, é o mercado de reserva não-girante. O processo de busca é exatamente igual ao realizado no segundo laço ou laço do mercado de reserva girante, com a única diferença de

que o conjunto de recursos do mercado não-girante será agora constituído pelos ofertantes dos mercados de regulação e reserva girante que não foram selecionados nos processos de busca destes mercados, e pelos ofertantes no mercado de reserva não-girante.

O quarto e último laço a ser executado, seguindo-se a ordem de prioridade estabelecida pelo algoritmo, é o mercado de reserva de recomposição. O processo de busca é exatamente igual ao realizado no segundo e terceiro laços, com a única diferença de que o conjunto de recursos deste mercado estará agora constituído pelos ofertantes nos mercados de regulação, reserva girante e não-girante que não foram selecionados nos processos de busca destes mercados, e pelos ofertantes no mercado de reserva de recomposição. Finalizando a execução deste laço, a metodologia determina o montante total de reserva operativa do sistema, através do valor acumulado dos montantes de reserva dos quatro mercados, e o custo total desta reserva, a partir das equações 6.5 e 6.6 respectivamente:

$$RO_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^4 R_i \quad (6.5)$$

$$CUST_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^4 (CUST)_i \quad (6.6)$$

Onde:

$RO_{\text{Total}}$  Montante Total da Capacidade de Reserva Operativa do Sistema;

$R_i$  Montante da Capacidade de Reserva do Mercado  $i$ ;

$CUST_{\text{Total}}$  Custo Total da Capacidade de Reserva Operativa do Sistema;

$CUST_i$  Custo do Montante da Capacidade de Reserva do Mercado  $i$ .

É importante ressaltar que a oferta aceita por recurso nos diferentes mercados de reserva, não deve ultrapassar o seu limite de capacidade máxima; sendo esta uma das restrições que o algoritmo desenvolvido leva em consideração.



### **6.2.1 Custo de Interrupção como Agente Moderador do Mercado de Reserva Operativa**

Nesta nova metodologia, o custo de perda de carga LOLC é um parâmetro muito importante no processo de seleção dos recursos que integrarão a reserva operativa do sistema de potência. Este índice é utilizado como agente moderador dos custos de oferta dos mercados de reserva, tentando representar o comportamento e os interesses dos consumidores no processo decisório dos recursos de reserva.

O custo de interrupção (prejuízo causado aos usuários pelo corte de energia) é o principal elemento determinante do índice LOLC (valor da confiabilidade) do sistema, representando assim o custo total dos cortes de energia durante uma interrupção. Durante todo o processo de escolha dos recursos da reserva operativa, o LOLC faz parte dos custos ofertados nos mercados de reserva, pois ele sinalizará até onde o sistema em forma natural (relação custo/benefício) pode amortecer o seu efeito na demanda dos usuários, através do uso da capacidade de reserva desses recursos. Portanto, é necessário contar com um mercado de reserva que permita disponibilizar capacidade de geração para integrar o grupo que fornecera essa capacidade de reserva. Já a programação desses geradores garantirá uma segurança apropriada na operação do sistema.

Cada recurso programado para o fornecimento da reserva do sistema incide positivamente diminuindo o montante do índice LOLC quando são acrescentados ao modelo de risco do mesmo, ou seja, aumenta-se o grau de confiabilidade no fornecimento de energia. Por esta razão, dentro do mercado da reserva operativa, o índice LOLC participa como agente moderador no processo de escolha da capacidade dos mercados da reserva do sistema. Através deste parâmetro, estabelece-se um valor de referência que permite decidir o montante de capacidade que deve ser aceito para diminuir o valor deste índice sempre e quando o custo de oferta do recurso estudado não for superior à taxa de mudança do LOLC do sistema.

O montante das necessidades de capacidade dos mercados de reserva será satisfeito quando a relação entre a taxa de mudança do LOLC do sistema e o custo de oferta do recurso analisado for menor que a unidade. O recurso que atingir essa meta será o último estudado no

mercado de reserva em questão, e seu custo de oferta representará o maior custo ou custo de liquidação MCP desse mercado.

Quando o custo de oferta da capacidade dos recursos de reserva operativa apresentar aumentos com tendências atípicas que possam provocar fenômenos de especulação, o algoritmo desenvolvido permitirá fiscalizar e controlar este comportamento, vetando ou inibindo a seleção de recursos com alto custo de oferta. Nesta situação, o algoritmo prefere não comprar capacidade de reserva (relação custo/benefício não é atraente) indicando que o sistema deve assumir o custo de perda de carga LOLC como compromisso econômico. Este resultado constitui o melhor caminho para garantir o menor custo no fornecimento deste SA.

A regulação de frequência do sistema é uma necessidade prioritária e, como tal, o mercado de reserva de regulação deve sempre satisfazer esta exigência do sistema. É com este objetivo que a nova técnica proposta determina qual é o máximo custo de oferta que pode ser permitido nos mercados de reserva para se evitar especulação. Este custo é calculado quando, através de incrementos sucessivos no custo de oferta dos recursos de reserva, o processo de busca do algoritmo atinge, no mínimo o valor de capacidade necessário para regular a frequência do sistema, normalmente estimada como um percentual do valor do montante da carga, estabelecido entre 2 e 3 % da demanda do sistema.

Na realidade, neste processo de busca o algoritmo selecionará cada vez menos recursos ou menos capacidade (custos de oferta muito altos), observando rigorosamente o cumprimento do critério de mínimo custo, até que seja encontrada a capacidade que satisfaça as necessidades de regulação de frequência do sistema. O custo dessa capacidade constituirá o máximo custo de oferta permitido nos mercados de reserva.

O presente trabalho de tese tem como objetivo desenvolver uma metodologia geral para o cálculo da reserva operativa de um sistema elétrico de potência, levando em consideração o custo de interrupção (valor da confiabilidade) no fornecimento. A técnica proposta permite determinar o montante da reserva operativa de um sistema elétrico de potência como uma função inerente às características elétricas e de confiabilidade dos elementos do sistema.

A diferença da técnica proposta neste trabalho se comparada com o método *Rational Buyer's* é que permite o estabelecimento de um valor *cap* ou valor máximo superior nos custos de oferta dos recursos nos mercados de reserva de uma forma natural e automática, sem o estabelecimento prévio das necessidades de capacidade dos mercados da reserva operativa.

### 6.3 APLICAÇÃO DA TÉCNICA PROPOSTA

A aplicação da técnica proposta neste trabalho de pesquisa para a determinação da capacidade de reserva de um sistema de potência, será executada no *sistema hipotético* usado nas referências [LARLA00, CIGRÉ00] para analisar o desempenho dos métodos Seqüencial e *Rational buyer's*, técnicas estas utilizadas para o planejamento da capacidade de reserva do sistema da Califórnia nos EUA. O principal propósito é comparar os resultados obtidos com a nova metodologia e com os fornecidos pelas técnicas Seqüencial e *Rational Buyer's*.

O sistema hipotético usa quatro recursos que fornecem capacidade para os mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e recomposição. Esse sistema hipotético em condições normais de operação requer uma capacidade de reserva de regulação de 200 MW (capacidade necessária para regular a frequência do sistema), constituindo 5,6 % da demanda máxima. O montante estimado para a demanda máxima do sistema é de 3550 MW pois o valor máximo da reserva operativa é de 500 MW. As unidades que integram a capacidade instalada total do sistema com um valor de 4060 MW, formam um grupo de 40 geradores e estão mostradas na Tabela 6.1. Relacionam-se também nesta tabela a capacidade máxima de cada unidade e seus parâmetros de confiabilidade tais como a taxa de falha por ano e a taxa de reparo por ano.

A tabela 6.2 mostra os recursos que estão sendo ofertados nos diferentes mercados da reserva operativa junto com suas capacidades ofertadas e seus respectivos custos associados. Esses recursos constituem a capacidade máxima de reserva disponibilizada para este sistema hipotético cujo montante é de 510 MW e conformam os recursos do mercado de reserva operativa.

Tabela 6.1 - Características de Confiabilidade do Sistema Hipotético

<b>Número Unidades (Usina)</b>	<b>Capacidade (MW)</b>	<b>Taxa Falha (F/ano)</b>	<b>Taxa Reparo (R/ano)</b>
6	10.0	2.9714	145.60
5	20.0	3.4133	174.72
8	50.0	4.4121	436.80
4	90.0	4.4571	218.40
6	100.0	7.2800	174.72
4	160.0	9.1000	218.40
4	200.0	9.1958	174.72
1	300.0	7.5965	87.36
2	400.0	7.9418	58.24

Tabela 6.2 - Ofertas de Capacidade de Reserva e Necessidades de Reserva por Mercado do Sistema Hipotético

<b>CÓDIGO UNIDADE</b>	<b>Tipo de Reserva</b>								<b>C-Max. (MW)</b>
	<b>Regulação</b>		<b>Girante</b>		<b>Não-Girante</b>		<b>Reposição</b>		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1	60	5	60	10	60	1	60	5	90
2	100	3	100	6	100	2	100	10	160
3	120	4	120	4	120	4	120	4	160
4	80	2	80	3	80	5	80	2	100
<b>Reserva (MW)</b>	<b>200</b>		<b>100</b>		<b>100</b>		<b>100</b>		<b>(R. Total) 500</b>

Os resultados encontrados usando a nova metodologia são mostrados na Tabela 6.3 e pode-se observar um comportamento bastante apropriado para as necessidades desse sistema, mostrando valores bastante coerentes e adequados. Estes resultados também permitem mostrar que a técnica proposta para a determinação da reserva operativa de um sistema de potência é eficiente, consistente e equilibrada para o planejamento desta reserva.

Tabela 6.3 - Resultado da Busca da Reserva Operativa para o Sistema Hipotético usando a Nova Metodologia

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1					60	1	30	5	90
2	100	3			60	2			160
3	120	4	40	4					160
4	80	2	20	3					100
<b>Reserva Total (MW)</b>	300		60		120		30		510
<b>Custo Marg. (US\$)</b>	4		4		2		5		
<b>Custo Total (US\$)</b>	1200		240		240		150		1830

Segundo estes resultados pode-se observar que o novo método usa toda a capacidade de reserva disponível neste sistema hipotético para poder diminuir o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade), garantindo com isto um aumento na confiabilidade do fornecimento, ou seja, uma diminuição das interrupções de energia. Como foi já comentado este valor é o resultado de um processo de equilíbrio entre confiabilidade (diminuição do custo de perda de carga do sistema) e os custos de oferta dessa capacidade de reserva.

Como pode ser visto em nenhum momento estes resultados são induzidos para valores preestabelecidos (critérios subjetivos), mas são o resultado de um processo natural proposto nesta nova técnica, onde são combinados simultaneamente os parâmetros de confiabilidade dos elementos e os custos ofertados da capacidade nos mercados de reserva, buscando-se um balanço entre estes, de tal forma, que os resultados sejam os que fornecem os custos mais reduzidos.

Já nos métodos Sequencial e *Rational Buyer's* esses resultados são o produto de critérios preestabelecidos, limitando-se portanto, o desenvolvimento livre e natural do comportamento do sistema de potência. Desta forma não é possível ter certeza que esses resultados sejam os mais apropriados para os objetivos do SA de capacidade de reserva, simplesmente eles estão fornecendo uma resposta para esses critérios adotados.

Os resultados obtidos com a nova metodologia para o sistema hipotético são diferentes dos fornecidos pelas técnicas seqüencial e *Rational Buyer's* pela mesma concepção ou filosofia de atuação do algoritmo (processo de execução livre e natural) se comparados com os resultados dessas duas metodologias, mostrados nas Tabelas 5.1 e 5.2 respectivamente, mas como pode ser observado, os montantes dos resultados da nova técnica são coerentes e equilibrados.

Segundo a avaliação dos resultados obtidos para o sistema hipotético, pode-se também concluir que o risco de não atendimento da demanda ou probabilidade de perda de carga (LOLP) para o caso do montante de capacidade de reserva de 500 MW preestabelecido para este sistema, corresponde a um valor de 0.121469E-03. Usando a metodologia proposta neste trabalho, a capacidade de reserva para o sistema hipotético é de 510 MW, com um índice de risco associado de 0.733828E-04. Isto indica simplesmente que com o montante de capacidade de reserva operativa determinado pela nova técnica, o risco de acontecerem interrupções é menor, ou seja, o grau de confiabilidade no fornecimento será maior para este sistema. Aqui pode-se dizer novamente que com valores de índice de risco predeterminados subjetivamente, os sistemas podem ficar subdimensionados ou superdimensionados. Neste caso específico o sistema está subdimensionado.

#### **6.4 COMPARAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA COM A TÉCNICA *RATIONAL BUYER***

Serão apresentadas a seguir as inúmeras vantagens da nova metodologia em relação à técnica *Rational Buyer's*

A metodologia proposta permite o estabelecimento automático de um custo máximo de oferta para a capacidade de reserva que elimina a possibilidade de situações de especulação no mercado de reserva. Desta forma, a metodologia simplesmente inibe a compra de capacidade de reserva, sinalizando que é mais vantajoso assumir o prejuízo econômico causado aos usuários pela interrupção de energia que permitir custos extremamente indesejáveis. A técnica *Rational Buyer's*, ao contrário, não oferece esta importantíssima vantagem.

A técnica proposta neste trabalho calcula o valor mínimo da capacidade de reserva que garanta o controle da frequência (regulação secundária) diante da incerteza na previsão da demanda. Esta capacidade deve ser fornecida pelo mercado de reserva de regulação e determinada para uma condição de custos de oferta muito altos, que só permitira a compra dessa reserva (entre 3 ou 4 % da demanda). A metodologia *Rational Buyer* não consegue definir este limite.

A nova técnica também oferece uma vantagem bastante significativa ao permitir a seleção das unidades de reserva através da avaliação simultânea da confiabilidade do sistema e dos custos de oferta dessa capacidade.

A metodologia proposta prescinde do estabelecimento prévio de um índice risco como critério de referência para a avaliação dos montantes de reserva operativa. O método *Rational Buyer*, ao contrário, está fundamentado num índice de risco que define as necessidades de reserva por mercado, fornecendo, portanto, resultados subjetivos.

O algoritmo desenvolvido apoia-se principalmente na integração do custo de perda de carga LOLC e dos custos de oferta da capacidade para a determinação das necessidades dos diferentes mercados de reserva operativa. Consegue-se, desta forma, estabelecer um equilíbrio entre custos e confiabilidade. O método *Rational Buyer* não oferece esta importante característica, pois o montante de reserva de capacidade é um valor prefixado.

Este trabalho de tese também promulga o fortalecimento dos mercados de reserva existente ou a criação destes dentro de ambientes competitivos, estabelecendo mecanismos de qualidade que permitem equilibrar a oferta e a demanda deste serviço ancilar. A metodologia *Rational Buyer* em nenhum momento define estas diretrizes de comportamento.

A metodologia *Rational Buyer* está fundamenta numa técnica matemática de Programação Linear cega que só observa o valor mínimo de uma função objetiva (representa os custos totais). A técnica proposta neste trabalho realiza um processo de busca, procurando, simultaneamente, sempre os mínimos custos e o máximo grau possível de confiabilidade do sistema.

## 6.5 TESTES DE AVALIAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA

A seguir serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho de tese no sistema IEEE e no sistema Sul-Sudeste do Brasil. Também serão apresentados os resultados dos testes de sensibilidade da variação nos principais parâmetros da geração do sistema IEEE, obtidos com a aplicação da nova técnica para comprovar a sua funcionalidade e eficiência na determinação da reserva operativa de um sistema de potência.

### 6.5.1 Sistema Teste de Confiabilidade IEEE - RTS

O sistema-teste de confiabilidade do 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, e uma carga com um pico anual de 2965 MW, representando 2850 MW de demanda e 115 MW de perdas (4 % da demanda). A carga deste sistema está concentrada nas suas 18 barras de carga e distribuída por classes de consumidor [P96].

A Tabela 6.4 mostra as capacidades e os dados de confiabilidade das unidades de geração. Este modelo possui 9 usinas, com um total de 32 geradores e uma capacidade nominal (capacidade instalada) de 3405 MW. A informação específica registrada nesta tabela é a taxa de saída forçada FOR (*Forced Outage Rate*), tempo médio para falha MTTF (*Mean Time to Fail*) e o tempo médio para reparo MTTR (*Mean Time to Repair*), parâmetros estes que constituem a confiabilidade das unidades de geração.

O custo unitário de interrupção por usuário usado para estas análises foram adotados iguais aos obtidos na pesquisa realizada pela Ontario Hydro. Foram considerados três tipos de classes de consumidores: residencial, comercial e industrial.



Tabela 6.4 - Dados de Confiabilidade das Unidades de Geração do Sistema IEEE - RTS

<b>Número Unidades (Usina)</b>	<b>Capacidade Nominal (MW)</b>	<b>FOR</b>	<b>MTTF (Horas)</b>	<b>MTRR (Horas)</b>
5	12.00	0.02	2940.0	60.0
4	20.00	0.10	450.0	50.0
6	50.00	0.01	1980.0	20.0
4	76.00	0.02	1960.0	40.0
3	100.00	0.04	1200.0	50.0
4	155.00	0.04	960.0	40.0
3	197.00	0.05	950.0	50.0
1	350.00	0.08	1150.0	100.0
2	400.00	0.12	1100.0	150.0

A Tabela 6.5 mostra os valores das taxas de falha e reparo por ano para as unidades de geração do sistema-teste do IEEE; estes valores estão calculados na base de 8736 horas (364x24).

Tabela 6.5 - Taxas de Falha e Reparo das Unidades de Geração do Sistema IEEE - RTS

<b>Número Unidades (Usina)</b>	<b>Capacidade (MW)</b>	<b>Taxa Falha (F/ano)</b>	<b>Taxa Reparo (R/ano)</b>
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

Já no que se refere à reserva de capacidade para atender as necessidades dos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e de recomposição, o sistema do IEEE tem uma disponibilidade de capacidade de 440.0 MW que representa 12.92 % da capacidade instalada total. Os custos de oferta dessas unidades de geração guardam uma relação próxima com os correspondentes custos de operação (custos de produção, custo de manutenção, etc.) desses recursos. Esta capacidade é negociada nesses mercados da acordo com o seguinte esquema de oferta de capacidades e de custo, como segue na Tabela 6.6:

Tabela 6.6 - Ofertas de Capacidade e Custo no Mercado de Reserva Operativa do Sistema IEEE

Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		Cmax
MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW
40.0	2.0	40.0	4.0	40.0	2.0	40.0	10.0	100.0
50.0	2.0	50.0	4.0	50.0	2.0	50.0	10.0	100.0
60.0	2.0	60.0	4.0	60.0	2.0	60.0	10.0	100.0
4.0	4.0	4.0	10.0	4.0	1.0	4.0	5.0	12.0
5.0	4.0	5.0	10.0	5.0	1.0	5.0	5.0	12.0
3.0	4.0	3.0	10.0	3.0	1.0	3.0	5.0	12.0
6.0	4.0	6.0	10.0	6.0	1.0	6.0	5.0	12.0
7.0	4.0	7.0	10.0	7.0	1.0	7.0	5.0	12.0
10.0	3.0	10.0	5.0	10.0	3.0	10.0	2.0	20.0
9.0	3.0	9.0	5.0	9.0	3.0	9.0	2.0	20.0
8.0	3.0	8.0	5.0	8.0	3.0	8.0	2.0	20.0
7.0	3.0	7.0	5.0	7.0	3.0	7.0	2.0	20.0

Os resultados encontrados da capacidade de reserva operativa do sistema IEEE em quanto se refere a sua locação nos diversos agentes ofertantes e seu custo associado, usando a nova metodologia são mostrados na Tabela 6.7:

Tabela 6.7 - Reserva Total e por Mercado do Sistema IEEE usando a Nova Metodologia

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
U(20)	40.0	2	40.0	4	20	2			100.0
U(21)	50.0	2	50.0	4					100.0
U(22)	60.0	2	40.0	4					100.0
U(01)	6.0	4							6.0
U(02)	7.0	4							7.0
U(03)									
U(04)					6.0	1			6.0
U(05)					5.0	1			5.0
U(06)	10.0	3	10.0	5					20.0
U(07)	9.0	3	9.0	5	2.0	3			20.0
U(08)	8.0	3	8.0	5	4.0	3			20.0
U(09)	7.0	3	7.0	5	6.0	3			20.0
<b>Reserva Total (MW)</b>	197.0		164.0		43.0				404.0
<b>Cust Marg. (US\$/MWh)</b>	4		5		3				
<b>Custo Total (US\$)</b>	788		820		129				1773

A nova metodologia faz um seleção dos agentes de reserva operativa de tal forma que o custo de seu montante, represente o mínimo possível para o sistema. Para o resultado do montante total de reserva de capacidade para o sistema IEEE-RTS, o risco associado (risco de não atendimento da demanda) tem um valor de 0.151315E-03, mas este parâmetro não tem nenhuma importância para a técnica proposta, pois seus resultados não dependem deste fator.

s resultados encontrados da capacidade de reserva operativa do sistema IEEE em quanto se refere a sua locação nos diversos agentes ofertantes e seu custo associado, usando a metodologia *Rational Buyer's* são mostrados na Tabela 6.8. Estes resultados foram encontrados tomando os montantes de capacidade de reserva por mercado fornecidos pela nova metodologia, ou seja, estes valores são adotados como os valores predefinidos que a metodologia *Rational Buyer's* precisa para poder ser executada.

Tabela 6.8 - Reserva Total e por Mercado do Sistema IEEE usando a técnica *Rational Buyer's*

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MWh	MW	US\$/MWh	MW	US\$/MWh	MW	US\$/MWh	
U(20)	40.0	2	39.0	4	21	2			100.0
U(21)	50.0	2	50.0	4					100.0
U(22)	60.0	2	40.0	4					100.0
U(01)	2.0	4			4.0	1			6.0
U(02)					5.0	1			5.0
U(03)									
U(04)	6.0	4							6.0
U(05)	7.0	4							7.0
U(06)	10.0	3	10.0	5					20.0
U(07)	9.0	3	9.0	5	2.0	3			20.0
U(08)	8.0	3	8.0	5	4.0	3			20.0
U(09)	7.0	3	6.0	5	7.0	3			20.0
<b>Reserva Total (MW)</b>	199.0		162.0		43.0				404.0
<b>Cust Marg. (US\$/MWh)</b>	4		5		3				
<b>Custo Total (US\$)</b>	796		810		129				1773

Observando-se os resultados encontrados usando tanto a nova metodologia assim como técnica *Rational buyer's*, encontra-se uma pequena diferença nos resultados do *Rational Buyer's* no que se refere à locação da capacidade nos diversos agentes. Esta diferença que

aparece é basicamente produzida pelos custos de oferta, pois cada usina tem custo de oferta iguais para todos os seus agentes ou geradores. No método *Rational Buyer's* a técnica de busca é um PL e não encontra diferença nenhuma em alocar a capacidade em qualquer recurso de uma mesma usina pois seus custos são iguais, por esta razão, pode-se ver que o custo marginal ou MCP de cada mercado, o montante total da reserva operativa e seu custo total associado são iguais nos resultados das duas metodologias.

## 6.6 TESTES DE SENSIBILIDADE COM O SISTEMA IEEE-RTS

Foram realizados vários testes de sensibilidade com o propósito de observar o comportamento dos índices de confiabilidade, especialmente o montante de reserva operativa e o custo dessa capacidade de reserva. Foram simuladas mudanças a partir da variação nos custos unitários de interrupção e nas taxas de falha das unidades, associadas aos processos e programas de manutenção instituídos pelas concessionárias ou pelos proprietários das unidades de geração.

Os resultados desses testes apresentam características significativas, tais como: (i) quando os custos unitários de interrupção ou as taxas de falha das unidades são zero, o sistema de potência não tem nenhuma necessidade de reserva de potência, pois não existe nenhum risco para o atendimento da demanda; conseqüentemente, a confiabilidade não terá nenhum custo associado, pois, não havendo nenhum prejuízo por cortes de energia, não há necessidade de ressarcimento; (ii) quando os custos de oferta são muito altos, o algoritmo recomenda que a melhor alternativa para o sistema elétrico é assumir os custos dos prejuízos causados aos usuários pelos cortes de energia, para não permitir especulação com os preços de oferta dos recursos de reserva, pois o custo do benefício obtido na confiabilidade do sistema é muito alto; (iii) otimização dos recursos no momento dos investimentos pois os custos de interrupção podem ser controlados simplesmente pelo estabelecimento de políticas ótimas de manutenção. Também é possível otimizar os recursos do ponto de vista energético, pois a sua programação então está em função do seu custo de oferta e este, por sua vez, é função dos custos de combustíveis usados.

### 6.6.1 Capacidade de Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta

No gráfico da Figura 6.1 o aumento em (pu) do custo ofertado está no eixo horizontal, e o montante total da reserva encontra-se no eixo vertical. Para poder representar este comportamento, é realizado um processo de aumento progressivo do custo de oferta de todos os recursos participantes nos mercados de reserva operativa. O valor máximo no montante da reserva concentra-se exatamente quando os custos ofertados têm um valor de aumento de 1 (pu). Na medida em que os custos de oferta aumentam, o montante aceito de reserva diminui, chegando a atingir um valor nulo quando os custos ofertados alcançam valores de aumento muito altos aproximadamente 120 (pu).

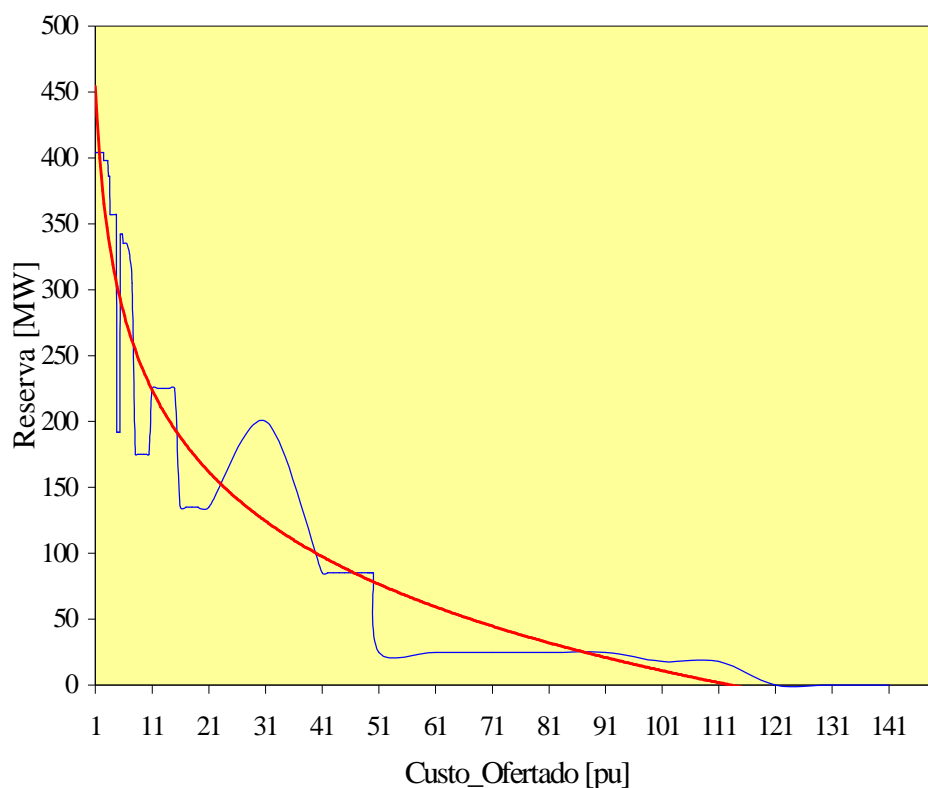


Figura 6.1 - Capacidade da Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta

Os resultados indicam que, quando os custos ofertados tornam-se muito altos, o algoritmo não seleciona nenhum recurso ou capacidade para reserva, pois não encontra nenhum benefício econômico para melhorar a confiabilidade do sistema, ou seja, nestes casos não seria possível atingir o plano de custo mínimo. É importante esclarecer que quando os

custos de oferta são muito altos, o algoritmo não seleciona nenhum tipo de capacidade de reserva para evitar a especulação; isto não significa que os geradores não forneçam um benefício na confiabilidade do sistema, só que seu custo seria muito alto, comparando-se com os prejuízos causados aos usuários pelos cortes de energia.

Os resultados encontrados para o montante da reserva têm um comportamento não linear e podem ser interpretados como uma função exponencial negativa ou uma função logarítmica, como é mostrado pela curva de tendência.

Os resultados também mostram que o algoritmo responde satisfatoriamente às variações dos custos ofertados, sinalizando o ponto onde não se aceita mais capacidade de reserva. Isto, significa que na medida em que o custo de oferta aumenta, a reserva comprada ou selecionada diminui. Esse aumento no custo ofertado dos recursos é semelhante à diminuição das taxas de falha das unidades de geração, reduzindo progressivamente as necessidades de capacidade de reserva do sistema elétrico.

Quanto ao comportamento dos resultados mostrados na Figura 6.1, deve-se salientar as variações presentes na sua tendência de diminuição contínua. Pode-se tomar como exemplo deste comportamento o aumento nos custos de oferta de 10.5 (pu) para 11 (pu).

Os resultados obtidos para esses dois casos encontram-se detalhados no Apêndice F e da sua observação pode-se concluir que o aumento de capacidade de reserva registrado é consequência do aumento na tarifa de referência do mercado de reserva operativa quando o custo de oferta dos recursos sobe de 10.5 (pu) para 11 (pu), permitindo portanto, a seleção de maior capacidade de reserva, neste caso específico 50 MW a mais. O aumento da tarifa de referência acontece simplesmente porque no mercado de regulação para o caso do aumento de 11 (pu) o número de unidades selecionadas no mercado de regulação foi menor que no caso de 10.5 (pu), pois o custo de oferta é maior, e quando é testada a terceira unidade da lista ordenada (unidade 20) a tarifa de referência resultante  $\Delta LOLC_c$  é menor que seu custo de oferta, portanto, esta unidade não será comprada e a tarifa de referência adotada, será então a corresponde à segunda unidade da lista (unidade 21). Esta tarifa será então maior que a tarifa de referência do caso 10.5 (pu). Com esta tarifa maior, o sistema poderá comprar maior capacidade de reserva.

Pode-se mostrar também que, para este sistema, a partir de um aumento de 31 (pu) nos custos de oferta dos recursos, o comportamento desta função (capacidade de reserva x aumento nos custos de oferta) fica estabilizado e homogêneo, mostrando uma diminuição progressiva no montante da reserva.

Em geral, o comportamento esperado no montante de reserva por aumentos sucessivos nos custos de oferta é de acréscimos e decréscimos até um certo nível de aumentos. A partir desse valor, o montante da reserva apresenta uma diminuição contínua. Este comportamento pode ser explicado da seguinte forma: o valor da confiabilidade por MWh, ou tarifa de referência  $\Delta\text{LOLC}_c$ , tem um valor que, até determinado nível de aumento nos custos de oferta, apresenta uma tendência de aumento; a partir desse ponto, essa tarifa de referência ou taxa de variação do LOLC apresenta valores que irão sempre diminuindo se comparados com os custos de oferta que estão aumentando, indicando uma redução contínua nas necessidades de capacidade no mercado de reserva operativa do sistema.

### **6.6.2 Custo da Reserva Total em Função do Aumento do Custo de Oferta**

Na Figura 6.2, o aumento em (pu) do custo ofertado está no eixo horizontal. Estes dados estão registrados numa escala logarítmica porque entre 1 e 10 aparecem muitos valores que só podem ser observados através desta escala. As variações no comportamento do custo total da reserva, que aparecem devido ao aumento no custo de oferta dos recursos, são ocasionadas pelas mudanças na tarifa de referência  $\Delta\text{LOLC}_c$  (taxa de variação do LOLC), que ora aumenta, ora diminui.

Quando a tarifa de referência aumenta, mais reserva será aceita e seu custo aumentará, pois os custos de oferta são maiores que nos casos em que a tarifa de referência é baixa. Pode-se observar que os valores altos no custo da reserva concentram-se entre 10 [pu] e 50 [pu], porque nesse intervalo os custos de oferta são altos e a tarifa de referência  $\Delta\text{LOLC}_c$  permite a seleção de maior reserva. Este comportamento como já foi explicado no caso anterior, tem um ponto limite que corresponde ao momento em que a tarifa de referência ou taxa de variação do  $\Delta\text{LOLC}_c$  começa a apresentar valores menores do que os custos de oferta

dos recursos, aceitando-se, portanto, cada vez menos capacidade de reserva, com um custo total cada vez mais reduzido.

É importante salientar que, com altos custos de oferta, a reserva escolhida é menor e seu custo total é também menor, porém o LOLC do sistema fica estabilizado num determinado valor que não é possível reduzir porque os custos dos recursos que fornecem capacidade de reserva são maiores que a taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$ . O sistema tem que assumir o compromisso econômico que representa esse LOLC, sendo mais barato que comprar capacidade de reserva; em outras palavras, o sistema não faz nenhuma compra de reserva, pois não encontra nenhum benefício econômico para melhorar a confiabilidade - qualquer tentativa de melhoramento, torna-se mais cara que a diminuição alcançada nos custos de perda de carga (custo de interrupção) do sistema.

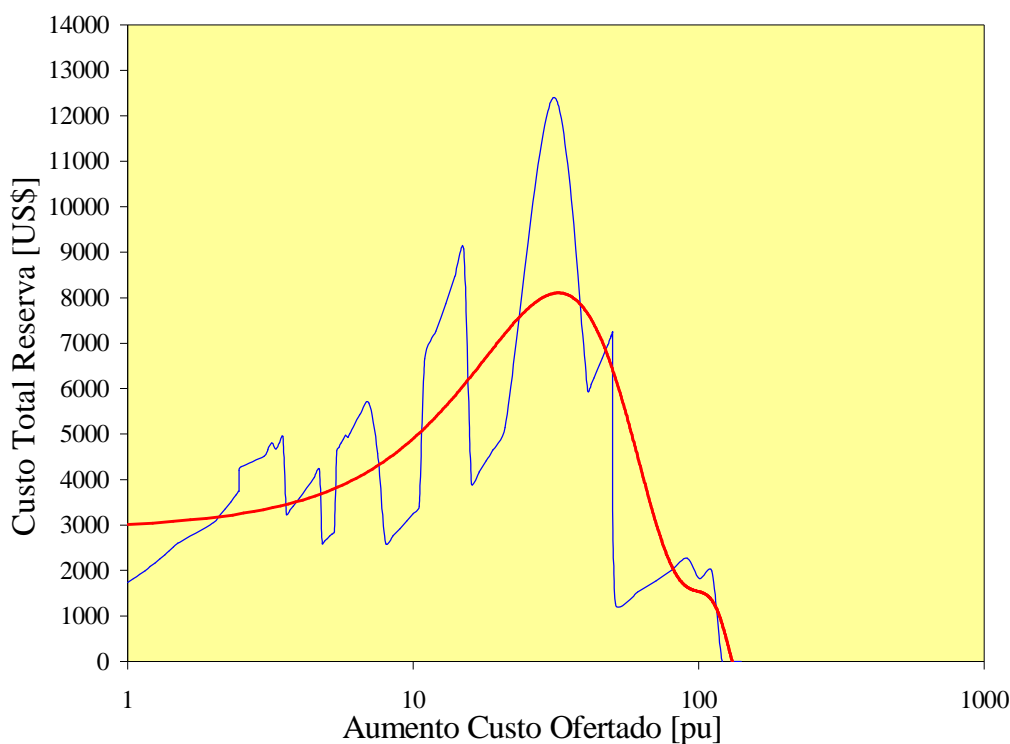


Figura 6.2 - Custo Total da Reserva em Função do Aumento do Custo de Oferta dos Recursos

Neste processo é importante estabelecer um preço *cap* ou preço máximo permitido nos custos de oferta dos recursos fornecedores de capacidade de reserva, pois isto estabelece



um mercado coerente e sem riscos de especulação. Para a determinação do valor máximo permitido nos custos de oferta, é necessário aumentá-los até que o processo de busca do algoritmo escolha só o valor mínimo da reserva de regulação (60 MW para o sistema do IEEE e representa 2 % do montante da sua carga) necessário para regular a frequência do sistema e diminuir os custos ou prejuízos causados pela sua variação. Encontrou-se que o custo máximo de oferta permitido nos mercados de reserva é de 99.9944 US\$/MWh, que corresponde ao valor da tarifa de referência ou taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$ . Com este valor seleciona-se o recurso 22, que fornece a capacidade de reserva de regulação corresponde a 2 % da carga do sistema IEEE. Esta situação é atingida quando o aumento nos custos de oferta atinge um valor de 50 (pu). Este comportamento pode ser observado nas tabelas seguintes: 6.9 capacidade de reserva selecionada no mercado de regulação; 6.10 capacidade de reserva do mercado não-girante; e 6.11 resultados finais da reserva operativa e seu custos,.

Tabela 6.9- Mercado de Regulação

Tarifa de referência = 99.9944 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
22	60	99.994	40

Reserva Total            60 (MW)  
 Custo Total                5994.64 (US\$)

Tabela 6.10 - Mercado de Reserva Não-girante

Tarifa de referência = 63.8699 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
1	4	0.0	8
2	5	0.0	7
3	3	0.0	9
4	6	0.0	6
5	7	49.997	5

Reserva Total            25 (MW)  
 Custo Total                1249.92 (US\$)

Tabela 6.11 - Resultados Finais

Reserva Total do Sistema	85 (MW)
Custo Total da Reserva	7249.57 (US\$)

Para este caso específico, o algoritmo de busca não seleciona capacidade de reserva nos mercados de regulação e de recomposição, pois a tarifa de referência ou taxa de variação do LOLC é menor que o custo dos recursos ofertados nesses dois mercados.

Como pode ser observado, o algoritmo responde satisfatoriamente a essas variações nos custos ofertados, sinalizando inclusive o ponto de saturação (ponto onde o algoritmo começa a reduzir a compra de reserva) e o ponto onde não se faz mais compra de reserva (custos mais altos que os benefícios). Também tem a facilidade de mostrar o valor máximo permitido para oferta no mercado de reserva.

### **6.6.3 Montante Total de reserva em Função do aumento do Custo Unitário de Interrupção**

A Figura 6.3 mostra os resultados da incidência do aumento nos custos unitários de interrupção no montante total da reserva operativa do sistema. Pode-se observar que, na medida em que os custos unitários de interrupção aumentam, o montante total de reserva do sistema aumenta, comportando-se como uma exponencial positiva, segundo mostra a curva de tendência. Este comportamento tem uma região de saturação, onde o valor da reserva torna-se constante ao atingir o máximo valor disponível de capacidade de reserva do sistema. Neste caso, atinge-se este valor quando o aumento corresponde a 9,0 [pu]; a partir desse momento, para qualquer aumento dos custos de interrupção, o valor do montante de reserva será sempre o mesmo (valor máximo).

O comportamento observado permite distinguir claramente que, na medida em que os componentes do sistema deterioram as suas características de confiabilidade, o grau de confiabilidade do sistema começa a se deteriorar também, precisando cada vez de maior capacidade de reserva para poder compensar essa degeneração no comportamento probabilístico ou estocástico do sistema. A situação apresentada na Figura 6.3 mostra que o máximo valor que se atinge neste caso específico do sistema IEEE é de 440 MW

Comparando esta situação com aquela do aumento nos custos de oferta dos recursos que fornecem capacidade de reserva, encontra-se um comportamento completamente diferente. No caso de aumento nas taxas de falha das unidades de geração do sistema, será necessária cada vez mais uma maior quantidade de recursos que forneçam capacidade de reserva para poder compensar a perda da confiabilidade do sistema; conseqüentemente, o custo total desta reserva aumentará continuamente. Para este caso específico, o grau de confiabilidade do sistema depende diretamente das taxas de falha de seus recursos: se estas aumentam, a confiabilidade do sistema diminui; se diminuem, a confiabilidade do sistema aumenta

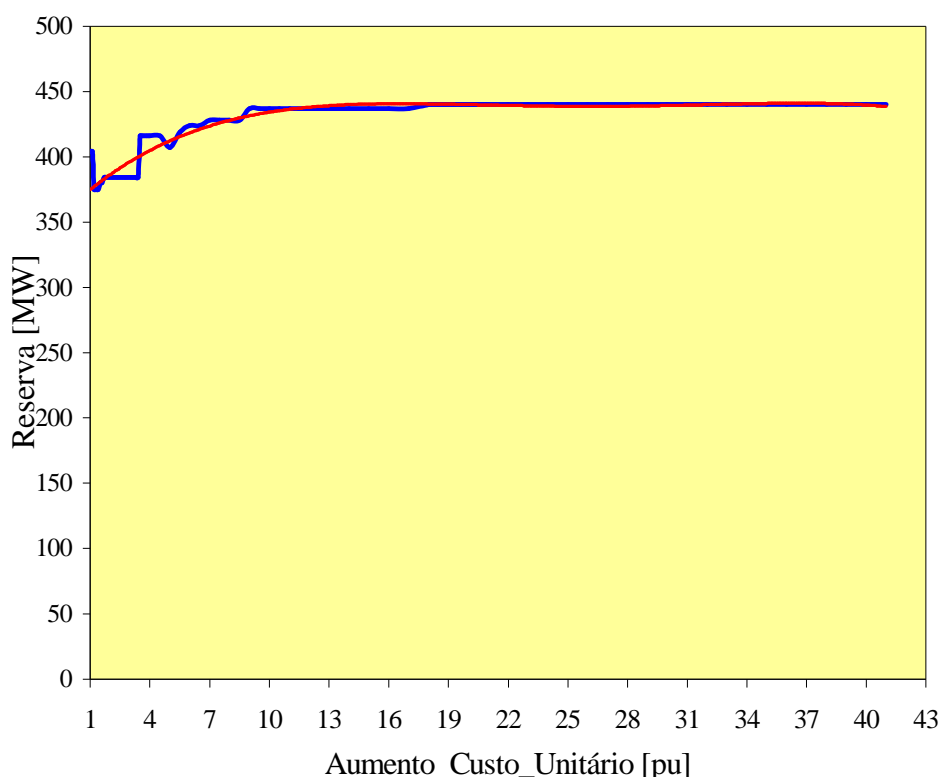


Figura 6.3 - Montante de Reserva em Função do Aumento no Custo Unitário de Interrupção

Já no caso de aumento no custo de oferta dos recursos, o grau de confiabilidade do sistema pode ser melhorado se os custos de oferta forem menores que o benefício alcançado no comportamento do sistema, ou seja, se o valor da confiabilidade por MWh (taxa de variação do LOLC) é maior que os custos dos recursos. Para este caso, tais custos não estão

associados em momento nenhum às características de confiabilidade dos recursos, ou seja, o grau de confiabilidade do sistema em nenhum momento será alterado pelo simples fato de aumentarem ou diminuírem os custos. Simplesmente será aceita maior ou menor capacidade de reserva, modificando-se o LOLC do sistema até que esse benefício seja menor que o custo de oferta dos recursos. Nesta situação, o sistema não apresenta um comportamento cem por cento confiável, mas economicamente é preferível assumir o prejuízo causado aos usuários do que pagar os altos custos dos recursos de reserva.

Portanto, pode-se concluir que o custo unitário de interrupção está diretamente associado com a determinação da função de custo perda de carga LOLC (valor da confiabilidade), ou seja, qualquer mudança nesses custos influencia a confiabilidade do sistema. Isto não acontece com o custo de oferta nos mercados de reserva, pois, este será usado só como um ponto de referência para comprar maior ou menor quantidade de reserva para o sistema, diretamente especificado pela relação custo/benefício.

#### **6.6.4 Custo da Reserva Total em Função do Aumento do Custo Unitário de Interrupção**

Na Figura 6.4, pode-se apreciar o comportamento do custo do montante total de reserva quando acontecem aumentos nos custos unitários de interrupção. Registram-se vários estados que estão fora da tendência normal de crescimento do custo do montante total da reserva, ou seja, em vez de o custo da reserva aumentar devido aos aumentos nos custos unitários de interrupção, diminui; logo depois, pode ser observado que este custo retoma novamente uma tendência de crescimento até se estabilizar num ponto onde é atingida a saturação dos custos da reserva operativa do sistema.

Os estados de não-coerência com o comportamento esperado de crescimento no custo total da reserva podem ser explicados da seguinte forma: na medida em que o custo unitário de interrupção aumenta, o custo total da reserva do sistema também deve aumentar, pois os prejuízos econômicos causados aos usuários estão cada vez mais elevados, ou seja, o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) aumenta cada vez mais para o sistema. Esta situação deveria ser solucionada incrementando-se a capacidade de reserva necessária, para poder equilibrar o custo de perda de carga do sistema.

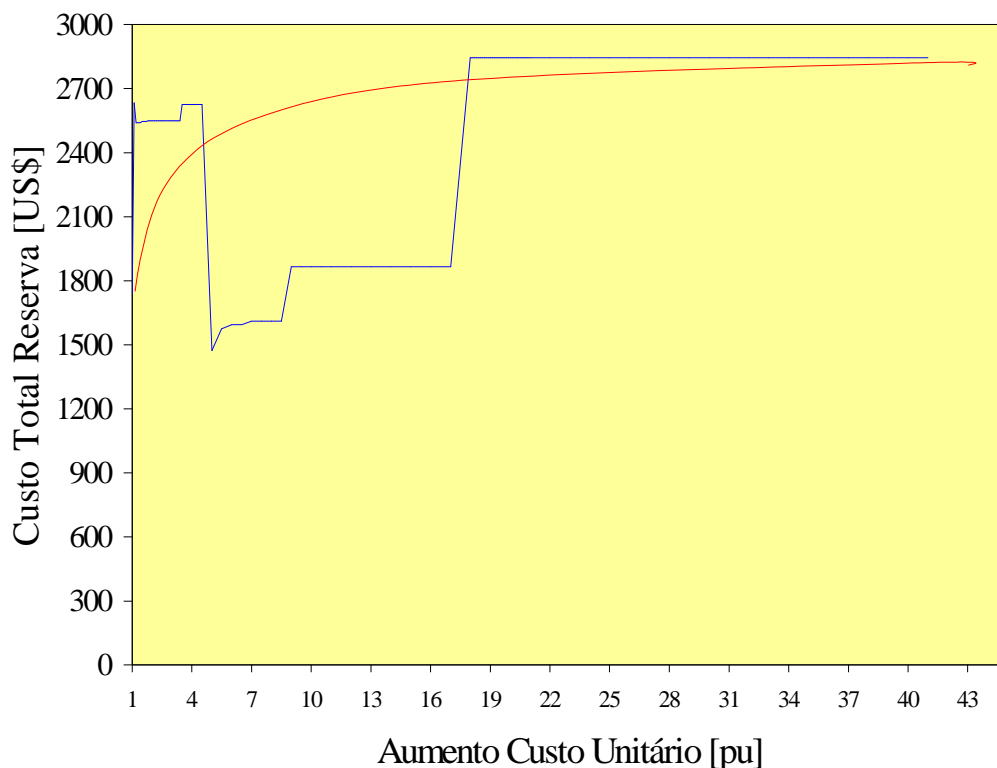


Figura 6.4 - Custo do Montante Total da Reserva em Função do Aumento no Custo Unitário

Cada vez que acontece um aumento nos custos unitários de interrupção, o valor do LOLC do sistema aumenta, ou seja, a tarifa de referência ou taxa de variação do LOLC diminui para um mesmo mercado, significando, que serão selecionados mais recursos para esse mesmo mercado. Ao se reduzir a tarifa de referência do mercado de reserva operativa, o número de recursos e a capacidade de reserva escolhida serão menores; assim, o custo total da reserva deverá diminuir em vez de aumentar, uma vez que os recursos de reserva aparecem com custos de oferta maiores que a taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$  do sistema. Este comportamento é analisado e detalhado no Apêndice G.

Depois deste comportamento, o aumento nos custos unitários de interrupção continua e o valor do LOLC do sistema aumenta, necessitando-se cada vez maiores quantidades de capacidade de reserva e, portanto, aumentando-se de cada vez o seu custo. Dentro dessa

mudança inicia-se uma busca da tendência normal de crescimento na função do custo total da reserva, com incidência do aumento nos custos unitários de interrupção.

A partir do momento em que o aumento nos custos unitários de interrupção atingem um valor de 17 ou 18 [pu], o custo total da reserva do sistema alcança um valor que corresponde ao valor máximo ou valor de saturação, permanecendo invariável. Neste caso, também a reserva total comprada (necessidades do sistema) não apresentará nenhuma variação, pois já foi atingido seu valor máximo disponível.

É muito importante salientar este comportamento, pois o custo unitário de interrupção está diretamente associado com a determinação da função de custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade), ou seja, qualquer mudança nesses custos influencia a confiabilidade do sistema. Isto não acontece com o custo de oferta nos mercados de reserva, pois este será usado só como um ponto de referência para comprar mais ou menos reserva que é diretamente especificada pela relação custo/benefício.

Pode-se concluir que o comportamento mostrado na Figura 6.4 obedece simplesmente ao carácter discreto do sistema sob análise, ou seja, as unidades analisadas tem capacidades e parâmetros de confiabilidade diferentes, fornecendo variações bruscas nos resultados obtidos das variáveis aleatórias consideradas. Em geral, todos os sistemas tem este tipo de comportamento, pois as suas unidades são diferentes inclusive dentro de uma mesma usina.

#### **6.6.5 Montante da Reserva de Capacidade em Função da Diminuição dos Custos Unitários de Interrupção**

Os resultados da Figura 6.5 mostram que na medida que são diminuídos os custos unitários de interrupção, o montante de reserva do sistema também diminui, ou seja, o sistema necessita a cada vez de menos reserva para melhorar a sua confiabilidade, chegando ao ponto de não precisar mais reserva pois os custos unitários de interrupção estão completamente zerados. Este comportamento indica simplesmente que os usuários não tem prejuízos com as interrupções que possam acontecer no sistema e não é necessário comprar reserva.

Tal comportamento pode ser bem aproximado pela curva de tendência mostrando que a partir de determinado valor nas taxas de falha das unidades de geração (0,35 pu), a taxa de variação de diminuição do montante de reserva em função da variação das taxas de falha é bem rápida, ou seja, para pequenas diminuições nas taxas de falha das unidades, acontecem grandes diminuições nos montantes de reserva, pois o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) diminui, tornando-se o sistema por esta razão num sistema com uma confiabilidade muito alta no fornecimento da energia.

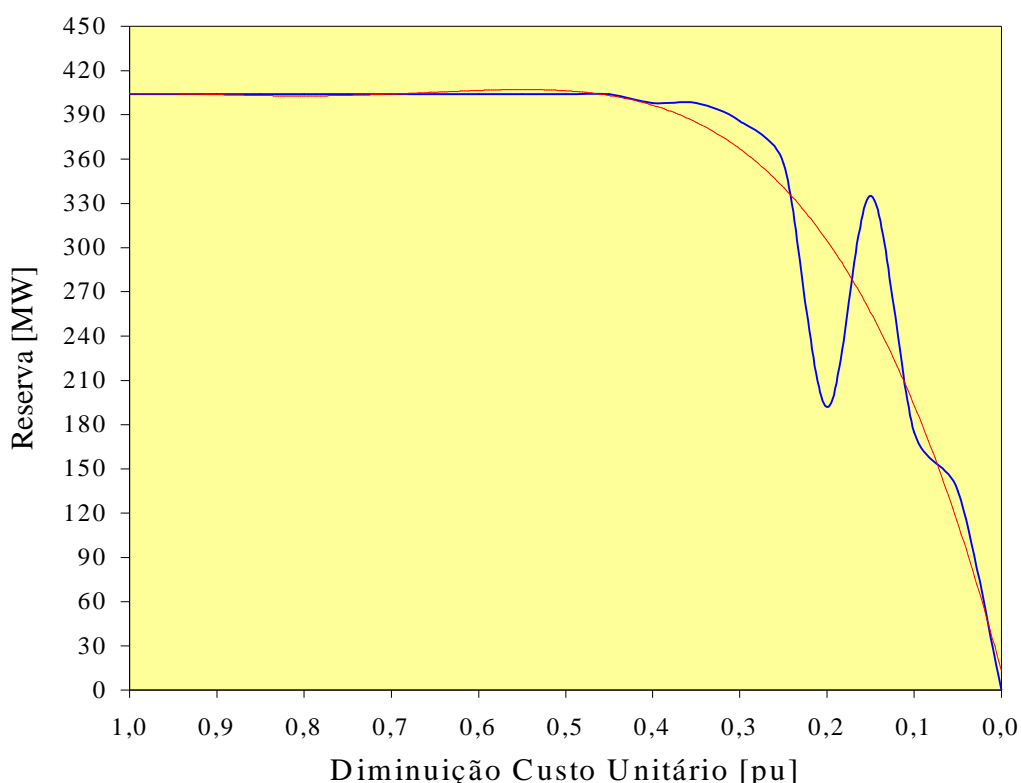


Figura 6.5 - Montante da Reserva em Função da Diminuição do Custo Unitário de Interrupção [pu]

Pode-se salientar que esse comportamento é lógico e satisfatório pois seus resultados são bastante semelhantes para o que acontece na realidade, pois a função de custo de perda de carga LOLC do sistema está diretamente associado com os valores dos custos unitários de interrupção dos usuários e uma diminuição contínua nesses custos, implicará também uma diminuição contínua no montante de reserva do sistema, mostrando que não é relevante para

os usuários nem para o sistema que aconteçam interrupções, pois estas não têm incidência nenhuma nos seus desempenhos.

### 6.6.6 Custo do Montante Total de Reserva em Função da Diminuição dos Custos Unitários de Interrupção

Os resultados da Figura 6.6 mostram que, na medida em que diminuem os custos unitários de interrupção, o custo total da reserva do sistema começa a diminuir, até que esse custo total torna-se nulo, pois, os custos unitários tornaram-se nulos também. Este comportamento pode ser observado na curva de tendência.

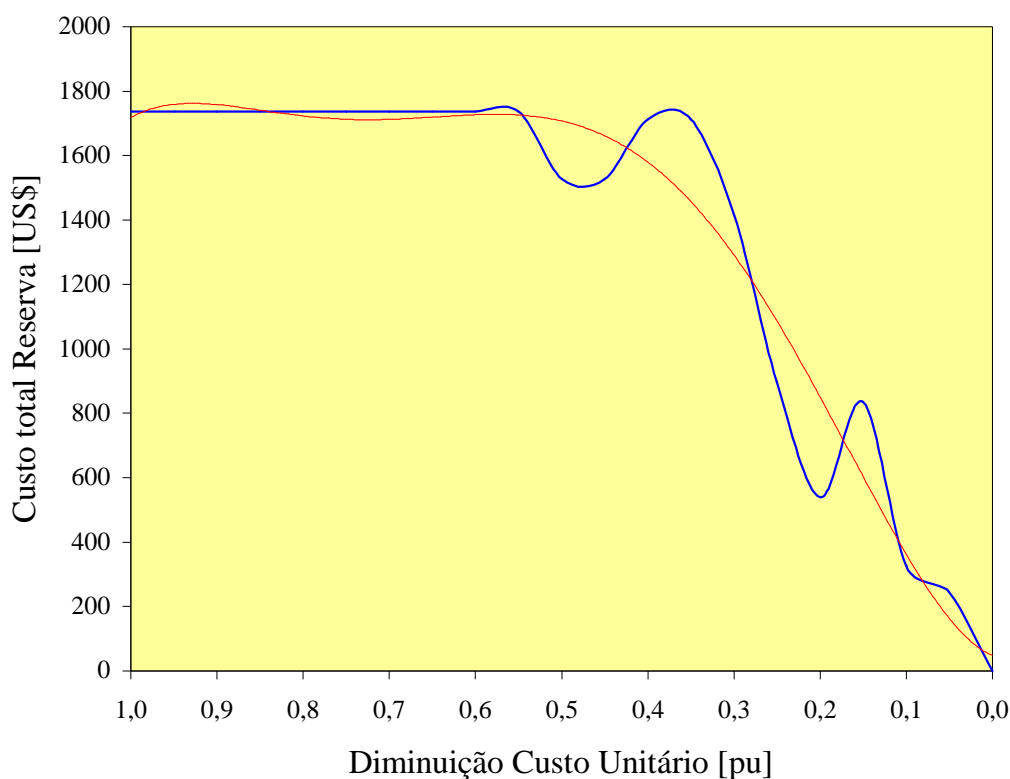


Figura 6.6 - Custo do Montante Total da Reserva em função da Diminuição do Custo Unitário de Interrupção [pu]

Pode-se também salientar que, no começo dessa variação nos custos unitários, o valor do custo total da reserva permanece constante. Entretanto, a partir de um certo valor nos custos unitários, o valor do custo total da reserva começa a diminuir muito rapidamente,



indicando uma compra menor de reserva (montantes altos) para variações pequenas nos custos unitários de interrupção (valores de diminuição pequenos). Este é um comportamento bastante óbvio, pois, já a relação custo/benefício começa a ter valores absurdos, ou seja, os custos são mais elevados do que os benefícios, tornando-se pouco atraente a compra de reserva.

### 6.6.7 Montante da Reserva de Capacidade em Função do Aumento da Taxa de Falha das Unidades de Geração

Dos resultados mostrados na Figura 6.7, pode-se deduzir que devido ao aumento das taxas de falha das unidades de geração, o sistema apresentará valores de energia interrompida cada vez maiores, sendo necessários, portanto, maiores valores de reserva para compensar essa situação, ou seja, melhorar a confiabilidade do sistema (diminuição do número de interrupções).

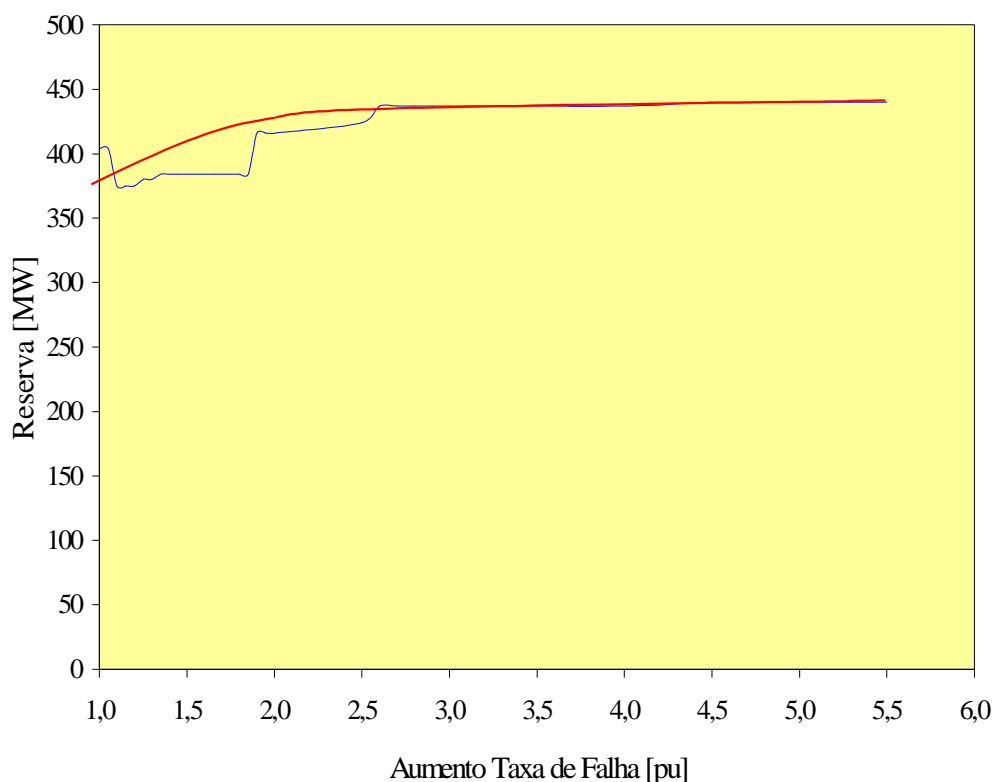


Figura 6.7 - Montante da Reserva em Função do Aumento das Taxas de Falha

Esta situação é registrada com aumentos no custo de perda de carga LOLC do sistema, originando, portanto, um aumento no valor da taxa de variação do LOLC, que permitirá um aumento no número de recursos aceitos para a reserva do sistema, ou seja, um aumento no montante de reserva.

O aumento de reserva de capacidade tem o comportamento aproximado de uma função exponencial positiva, como é mostrado pela curva de tendência. O comportamento registrado nesta figura é completamente coerente com a situação de aumento nas taxas de falha das unidades de geração, pois, como é de se esperar, na medida em que aumentam as taxas de falha, o sistema elétrico precisa de maiores valores de capacidade de reserva para compensar a energia cortada com o aumento do número de interrupções.

Esta situação é um resultado evidente, pois a função de custo de perda de carga LOLC do sistema está associada diretamente com as taxas de falha e com o montante de reserva de capacidade: se uma delas aumenta é porque a outra também aumentou.

#### **6.6.8 Custo do Montante Total da Reserva de Capacidade em Função do Aumento da Taxa de Falha das Unidades de Geração**

Os resultados da Figura 6.8, mostram que na medida em que aumentam as taxas de falha dos geradores do sistema, os custos da reserva e também aumentam, porque o sistema está cada vez pior no seu nível de confiabilidade. Isto indica também que o valor do montante de reserva comprado será o máximo disponível no sistema.

O comportamento anterior só tem uma explicação: o LOLC (valor da confiabilidade) do sistema aumenta com o aumento das taxas de falha dos geradores. Por esta razão, quando o aumento é de 2.1 (pu), a taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$  ou tarifa de referência do mercado de reserva operativa fica estabelecida num valor de 21.5254 US\$/MWh, definida pelo mercado de reserva de regulação. Com este valor de referência o processo de busca do algoritmo aceita um valor de 416 MW de capacidade de reserva com um custo associado de 2626 US\$. Já no caso do aumento de 2.2 (pu), a tarifa de referência definida novamente pelo mercado de regulação fica em 4.0883 US\$/MWh.

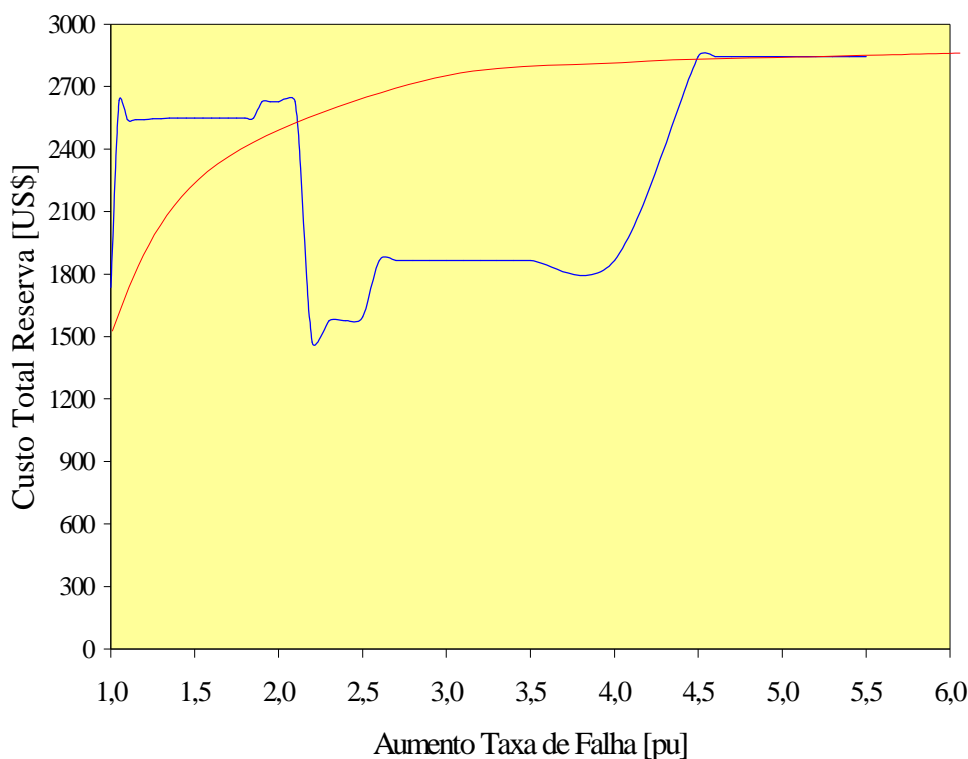


Figura 6.8 - Custo do Montante Total de Reserva em Função do Aumento nas Taxas de falha

A situação anterior acontece porque no mercado de regulação foi aceito uma novo recurso (unidade 3), que não havia sido aceito no caso anterior (2.1 de aumento). Com esta tarifa de referência reduzida, o processo de busca fica restrito a aceitar maior capacidade de reserva, se comparada com o caso de 2.1 (pu), e seu custo associado, conseqüentemente, também é menor. Este comportamento é lógico, pois, quando se aumenta a taxa de falha dos geradores, o LOLC do sistema aumenta, ou seja, o valor da taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$  também aumenta, permitindo, com isso, que no mercado de reserva de regulação seja aceita maior capacidade de reserva; por esta razão, tem-se uma tarifa de referência reduzida para o resto de mercados da reserva operativa, o que restringirá o aumento da capacidade de reserva e também seu custo. Deve-se salientar que para estes casos o LOLC não diminuiu porque o benefício representa um custo muito alto para o sistema, sendo melhor assumir esse prejuízo causado aos usuários do comprar mais reserva.

Os resultados são satisfatórios e completamente lógicos, pois, depois dessa mudança brusca, o comportamento do custo da reserva começa a seguir novamente uma tendência de crescimento e, na medida em que aumentam as taxas de falha das unidades de geração, o sistema precisará de maior reserva para diminuir os montantes de energia interrompida, ou seja, necessitar-se-á cada vez de maior reserva (maiores custos) para diminuir o LOLC (valor da confiabilidade) do sistema.

#### **6.6.9 Montante da Reserva de Capacidade em Função da Diminuição da Taxa de Falha das Unidades de Geração**

Os resultados da Figura 6.9 mostram que, na medida em que diminuem as taxas de falha das unidades de geração do sistema, o montante de reserva também diminui, ou seja, o sistema necessita menos reserva para melhorar a sua confiabilidade, chegando ao ponto de não precisar de mais reserva, pois os custos unitários de interrupção estão completamente zerados. Este comportamento indica simplesmente que o sistema não tem prejuízos com as interrupções que possam acontecer, tornando-se desnecessária a compra de reserva.

Tal comportamento é bem aproximado pela curva de tendência, que mostra que, a partir de determinado valor nas taxas de falha das unidades de geração (0,35 pu), a taxa de variação de diminuição do montante de reserva em função da variação das taxas de falha é bem rápida; ou seja, para pequenas diminuições nas taxas de falha das unidades, acontecem grandes diminuições nos montantes de reserva, pois o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) diminui, tornando-se o sistema altamente confiável para o fornecimento da energia.

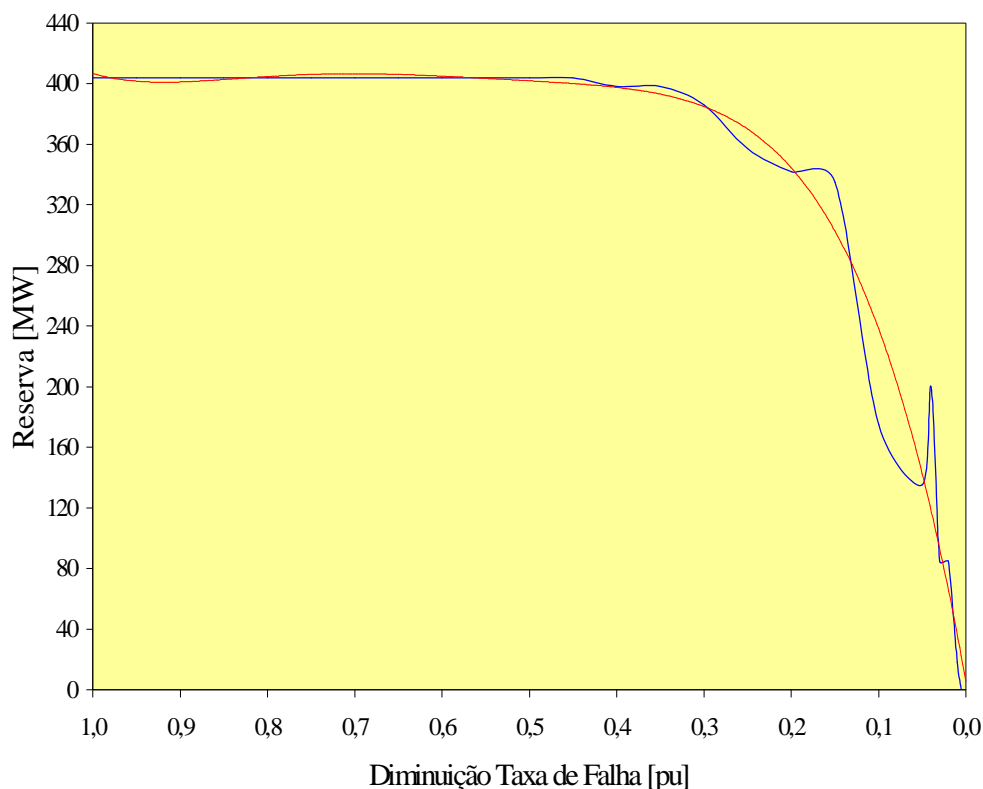


Figura 6.9 - Montante de Reserva em Função da Diminuição das taxas de Falha

Pode-se salientar que esse comportamento é lógico e satisfatório, pois seus resultados são bastante semelhantes ao que acontece na realidade: a função de custo de perda de carga LOLC do sistema está diretamente associada com os valores das taxas de falha das unidades de geração, e uma diminuição nessas taxas de falha implica também uma diminuição no montante de reserva do sistema.

#### **6.6.10 Custo do Montante da Reserva em Função da Diminuição da Taxa de Falha das Unidades de Geração**

Os resultados da Figura 6.10 mostram que na medida que são diminuídas as taxas de falha das unidades de geração do sistema, o custo do montante de reserva do sistema também diminui, ou seja, o sistema começa a necessitar de menos reserva para melhorar a sua confiabilidade, chegando ao ponto de não precisar mais reserva pois os custos unitários de interrupção estão completamente zerados. Este comportamento indica simplesmente que o

sistema não tem prejuízos com as interrupções que possam acontecer e não é necessário comprar reserva.

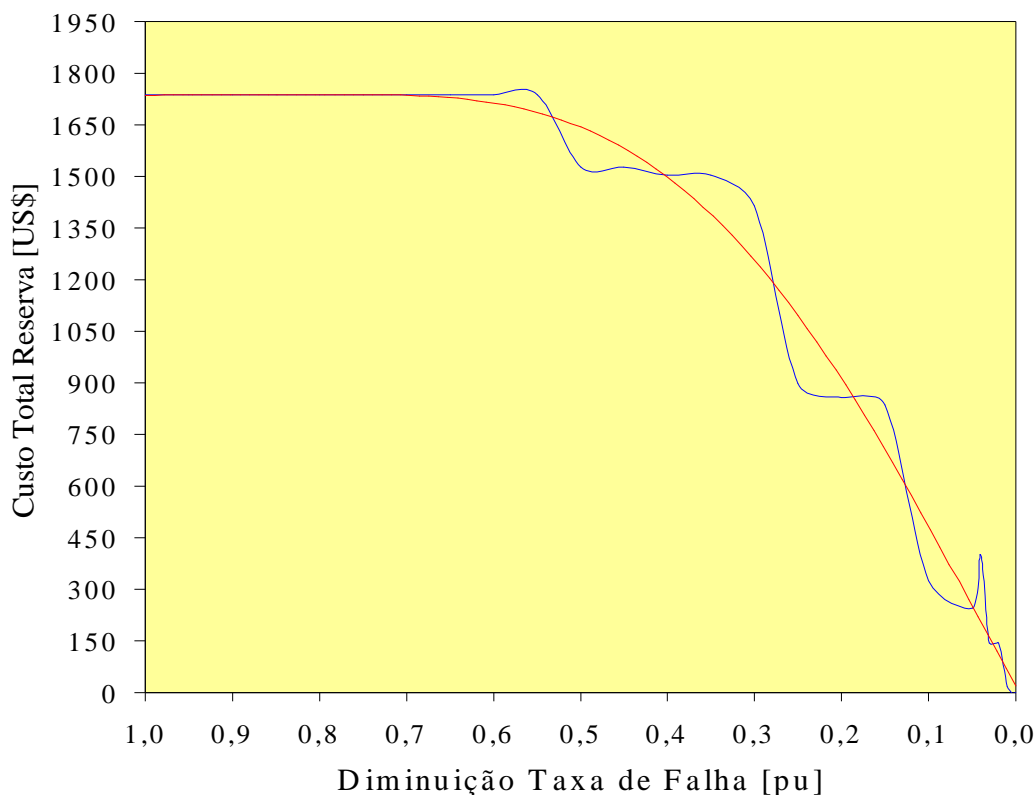


Figura 6.10 - Custo do Montante Total da Reserva em Função da Diminuição das Taxas de Falha

Tal comportamento pode ser bem aproximado pela curva de tendência mostrando que a partir de determinado valor nas taxas de falha das unidades de geração (0,35 pu), a taxa de variação de diminuição do montante de reserva em função da variação das taxas de falha é bem rápida, ou seja, para pequenas diminuições nas taxas de falha das unidades, acontecem grandes diminuições nos montantes de reserva, pois, o custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade) diminui, tornando-se o sistema por esta razão num sistema com uma confiabilidade muito alta no fornecimento da energia.

Pode-se salientar que esse comportamento é lógico e satisfatório, pois, seus resultados são bastante semelhantes para o que acontece na realidade, pois a função de custo de perda de carga LOLC do sistema está diretamente associado com os valores das taxas de

falha das unidades de geração, e uma diminuição nessas taxas de falha, implicará também numa diminuição no montante de reserva do sistema.

## 6.7 SISTEMA SUL-SUDESTE BRASILEIRO

O Sistema Sul-Sudeste Brasileiro (SSB) representado neste trabalho, corresponde a um equivalente obtido a partir da configuração planejada para o ano 1997. Este sistema possui 415 barras, das quais 166 são barras de carga, 225 unidades geradoras e 708 circuitos. A capacidade instalada deste sistema é de 45218 MW com um pico de carga de 41576 MW, dos quais 1288.9 MW (3.1 % da demanda) são perdas e 40287.1 MW correspondem à demanda dos usuários. Isto representa uma reserva de capacidade de 3642 MW, ou seja, 8.44 % da capacidade total instalada. Este sistema é predominantemente hidroelétrico, com algumas pequenas usinas térmicas localizadas perto dos centros de carga.

Foram representadas 28 áreas de carga no sistema, e cada uma foi modelada com uma composição de carga específica em relação às classes de consumidores mais usuais (residencial, comercial e industrial).

Na Tabela 6.12 são fornecidos os dados das características mais importantes das unidades de geração do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro (SSB).

Tabela 6.12 - Características de Confiabilidade das Unidades de Geração - SSB

<b>Número Unidades (Usina)</b>	<b>Capacidade Nominal (MW)</b>	<b>MTTF (Horas)</b>	<b>MTTR (Horas)</b>	<b>Nome Usina</b>
6	175.000	146.2761200	24.3902397	ESTREITO
8	152.000	146.2761200	24.3902397	FURNAS
9	700.000	173.2473100	75.0976334	ITAIPU
6	347.000	664.8401490	35.0017509	ITUMBIARA
8	180.000	1146.2761200	24.3902397	MARIMBONDO
6	47.000	1445.3046900	12.6839199	M.MORAES-A
3	50.000	1445.3046900	12.6839199	M.MORAES-B

Tabela 6.12 - Características de Confiabilidade das Unidades de Geração - SSB (Continuação)

<b>No. Unid. (Usina)</b>	<b>Capacidade (MW)</b>	<b>MTTF (Horas)</b>	<b>MTTR (Horas)</b>	<b>Nome Usina</b>
4	80.000	1146.2761200	24.3902397	P.COLOMBI
1	400.000	664.8401490	35.0017509	S.MESA
2	45.000	1445.3046900	12.6839199	A.LAYDNER
6	230.000	664.8401490	35.0017509	A.VERMELH
4	160.000	1146.2761200	24.3902397	CAPIVARA
20	162.000	1146.2761200	24.3902397	I.SOLTEIRA
12	101.000	1146.2761200	24.3902397	JUPIA
4	161.000	1146.2761200	24.3902397	T.IRMAOS
4	170.000	1146.2761200	24.3902397	P.PRIMAVER
4	103.000	1146.2761200	24.3902397	XAVANTES
5	100.000	1146.2761200	24.3902397	TAQUARUCU
4	15.000	898.4326170	19.1607609	LNGARCES
2	101.000	1146.2761200	24.3902397	JUPIA-138
2	35.000	1146.2761200	24.3902397	H.BORDEN-N
5	65.000	664.8401490	35.0017509	H.BORDEN-S
4	115.000	664.8401490	35.0017509	H.BORDEN
2	100.000	1146.2761200	24.3902397	PIRAT-88
3	90.000	664.8401490	35.0017509	PIRAT-230
3	53.000	1445.3046900	12.6839199	FONTES
5	95.000	1146.2761200	24.3902397	N.PECANHA
2	50.000	1445.3046900	12.6839199	PPASSO
4	298.000	664.8401490	35.0017509	EMBORCACAO
4	100.000	1146.2761200	24.3902397	JAGUARA
6	290.000	664.8401490	35.0017509	S.SIMAO
4	95.000	1146.2761200	24.3902397	VGRANDE
3	170.000	1146.2761200	24.3902397	N.PONTE
4	27.000	898.4326170	19.1607609	SGRANDE
2	108.000	1146.2761200	24.3902397	JAGUAR-138
5	42.000	1445.3046900	12.6839199	UHIGARAP
1	130.000	1146.2761200	24.3902397	MIRANDA
1	125.000	1146.2761200	24.3902397	IGARAP
6	60.000	1146.2761200	24.3902397	TMARIA
1	100.000	1146.2761200	24.3902397	ITUTIN
3	41.000	1445.3046900	12.6839199	MASCARENHA
2	17.000	898.4326170	19.1607609	CDOURADA
2	52.000	1445.3046900	12.6839199	CDOURADA
4	80.000	1146.2761200	24.3902397	CDOURADA
1	180.000	1146.2761200	24.3902397	CDOURADA
9	700.000	1173.2473100	75.0976334	ITAIPU-50
4	419.000	664.8401490	35.0017509	G.B.M.ROCH
4	315.000	664.8401490	35.0017509	S.SEGREDO
6	175.000	1146.2761200	24.3902397	S.OSORIO
4	333.000	664.8401490	35.0017509	S.SANTIAGO



Já no referente à reserva de capacidade para atender as necessidades dos mercados de reserva de regulação, girante, não-girante e de recomposição o sistema Sul-Sudeste tem uma disponibilidade de capacidade de 3642 MW que representa 8.44 % da capacidade total instalada. Os custos de oferta dessas unidades de geração guardam uma relação próxima a seus correspondentes custos de operação (custos de produção, custo de manutenção, etc.) desses recursos. Esta capacidade é negociada nesses mercados da acordo ao seguinte esquema de oferta de capacidades e de custo, mostrado na Tabela 6.13 como segue:

Tabela 6.13 - Ofertas de Capacidade e Custo no Mercado de Reserva Operativa - SSB.

Código Unidade	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		Cmax MW
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1	85	0.3	85	0.4	85	0.5	85	0.2	315.0
2	95	0.3	95	0.4	95	0.5	95	0.2	315.0
3	75	0.3	75	0.4	75	0.5	75	0.2	315.0
4	100	0.3	100	0.4	100	0.5	100	0.2	315.0
1	60	0.4	60	0.5	60	0.6	60	0.7	175.0
2	50	0.4	50	0.5	50	0.6	50	0.7	175.0
3	75	0.4	75	0.5	75	0.6	75	0.7	175.0
4	45	0.4	45	0.5	45	0.6	45	0.7	175.0
5	65	0.4	65	0.5	65	0.6	65	0.7	175.0
6	70	0.4	70	0.5	70	0.6	70	0.7	175.0
1	90	0.1	90	0.3	90	0.4	90	0.5	333.0
2	90	0.1	90	0.3	90	0.4	90	0.5	333.0
3	90	0.1	90	0.3	90	0.4	90	0.5	333.0
4	90	0.1	90	0.3	90	0.4	90	0.5	333.0

Nesta tabela pode-se observar que o custo de oferta da capacidade de reserva representa valores reduzidos, pois o sistema SSB é de natureza hidráulica e o custo do combustível usado é baixo.

Os resultados encontrados da capacidade de reserva operativa do Sistema Sul\_sudeste brasileiro em quanto se refere a sua locação nos diversos agentes ofertantes e seu custo associado, usando a nova metodologia neste trabalho de pesquisa são mostrados na Tabela 6.14:

Tabela 6.14 - Capacidade de Reserva Total e por Mercado do SSB

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
U(5800)	85	0.3	85	0.4	85	0.5	60	0.2	315.0
U(5810)	95	0.3	95	0.4	95	0.5	30	0.2	315.0
U(5820)	75	0.3	75	0.4	75	0.5	75	0.2	300.0
U(5830)	100	0.3	100	0.4	100	0.5	15	0.2	315.0
U(9000)					5	0.6			5.0
U(9010)									
U(9020)	6	0.4			6	0.6			12.0
U(9030)	7	0.4			5	0.6			12.0
U(9040)									
U(9050)									
U(9060)	90	0.1	90	0.3	90	0.4	63	0.5	333.0
U(9070)	90	0.1	90	0.3	90	0.4	63	0.5	333.0
U(9080)	90	0.1	90	0.3	90	0.4	63	0.5	333.0
U(9090)	90	0.1	90	0.3	90	0.4	63	0.5	333.0
<b>Reserva Total (MW)</b>	728.0		715.0		731.0		432.0		2606
<b>Cust Marg. (US\$/MW)</b>	0.4		0.4		0.6		0.5		
<b>Custo Total (US\$)</b>	291.2		286.0		438.6		216.0		1231.8

Com os custos de oferta (custos hipotéticos) apresentados nos diferentes mercados da reserva operativa do sistema Sul-Sudeste Brasileiro, o montante total de reserva que este sistema necessita é de 2606 MW, ou seja, 71.55 % da capacidade de reserva disponível neste sistema e 5.76 % da capacidade total instalada.

## 6.8 CONCLUSÕES

- O algoritmo desenvolvido neste trabalho de tese permite determinar o montante da reserva operativa, a sua alocação nas unidades de geração de reserva e o custo associado a esse montante de reserva de um sistema de potência.
- A nova metodologia desenvolvida, não precisa da definição *a priori* de um índice de risco para calcular a reserva operativa de um sistema de potência.

- O custo de interrupção, através do parâmetro chamado custo de perda carga LOLC é utilizado nesta nova metodologia como agente moderador para definir as unidades de geração que devem ser aceitas para integrar a reserva operativa de um sistema de potência.
- A nova metodologia também permite definir o custo de oferta máximo ou preço *cap* que será utilizado nos mercados da reserva operativa para evitar situações de especulação.
- Este trabalho de tese também promulga o fortalecimento dos mercados de reserva existentes ou a criação destes, dentro de ambientes competitivos, estabelecendo mecanismos de qualidade que permitem equilibrar a oferta e a demanda deste serviço ancilar.
- A nova técnica desenvolvida permite avaliar as necessidades de reserva operativa de um sistema, através da análise conjunta do critério econômico e de confiabilidade, permitindo estabelecer um equilíbrio entre estes, conseguindo-se portanto atingir o critério de mínimo custo.
- A reserva operativa oferece segurança para a operação dos sistemas elétricos de potência no acontecimento de eventos inesperados de saída forçada dos equipamentos e para regular a frequência do sistema por desvios na previsão horária da carga. O método proposto neste trabalho de tese satisfaz estes requerimentos e o que é mais importante, responde às necessidades reais dos sistemas de potência pois não está vinculado a condições subjetivas de operação.
- O método proposto nesta tese também permite a determinação do valor mínimo de reserva operativa que um sistema requer. Este montante é necessário para regular a frequência dos sistemas. Com este montante é possível estabelecer-se o custo máximo de oferta dos recursos de reserva.
- Aplicando a metodologia desenvolvida neste trabalho de tese no sistema IEEE-RTS para condições normais dos custos de oferta e dos parâmetros de confiabilidade das unidades de geração, encontrou-se um montante de capacidade de reserva de 404 MW, equivalente a

11.86 % da capacidade instalada do sistema e a 91.82 % da reserva máxima disponível cujo montante é de 440 MW,

- A avaliação do sistema IEEE-RTS utilizando o método *Rational Buyer's*, foi executada usando-se como referência os montantes de capacidade de reserva por mercado, determinados através da nova técnica. Portanto estes valores são os valores preestabelecidos que o método *Rational Buyer's* necessita para que possa ser executado.
- O valor do montante da reserva de capacidade obtido para o sistema IEEE-RTS é exatamente igual, aplicando-se a nova metodologia ou a técnica *Rational Buyer's*, o que mostra que os resultados da nova metodologia correspondem também a um plano de custo mínimo.
- Os valores usados como custos de oferta das unidades de geração do sistema IEEE-RTS correspondem aos valores dos custos de operação dessas unidades, levando-se em consideração: os custos dos combustíveis, os custos fixos, os custos variáveis, os custos de manutenção, os custos de depreciação e os custos de partida.
- Os testes de sensibilidade, tanto no montante da capacidade de reserva como no seu custo, através da variação dos custos de oferta, mostram um comportamento coerente e real. O montante de reserva diminui quando aumentam os custos de oferta, e o custo deste montante mostra uma tendência de crescimento até um ponto de saturação, a partir desse instante, esse custo começa a ter uma diminuição até atingir o valor zero.
- O custo de oferta máximo ou preço *cap* permitido para o mercado de reserva operativa do sistema IEEE-RTS é de 99.99 US\$/MWh, que corresponde ao custo do montante de capacidade necessário para regular (regulação CAG) o sistema igual a 60 MW (aproximadamente 3 % da demanda máxima). Esta capacidade de reserva é o valor mínimo permitido neste sistema. Montantes menores não podem ser permitidos pois não será possível realizar a manutenção da frequência do sistema.

- Os testes de sensibilidade, tanto no montante da capacidade de reserva como no seu custo, através da variação dos custos unitários de interrupção, mostram também um comportamento lógico e real. O montante de reserva aumenta quando aumentam os custos unitários de interrupção, e o custo deste montante mostra uma tendência de crescimento até atingir um valor máximo, que corresponde ao custo da capacidade total de reserva. Quando os custos unitários diminuem o montante de reserva e seu custo também diminuem, mostrando que sob estas condições o sistema não precisa de reserva para compensar os cortes de carga, pois não representam nenhum prejuízo econômico.
- Os testes de sensibilidade, tanto no montante da capacidade de reserva como no custo desse montante, através da variação da taxa de falha das unidades de geração, mostram também um comportamento lógico e real. O montante de reserva aumenta quando aumentam as taxas de falha, e o custo deste montante mostra uma tendência de crescimento até atingir um valor máximo, que corresponde ao custo da capacidade total de reserva. Quando a taxa de falha diminui o montante de reserva e seu custo também diminuem, mostrando que o sistema não precisa de reserva, pois não acontecem falhas neste.
- A nova metodologia foi aplicada ao sistema Sul-Sudeste Brasileiro, pois representa um sistema de grande porte. O algoritmo mostrou um comportamento excelente para as análises de grandes sistemas.
- A nova técnica mostra um desempenho apropriado na avaliação das necessidades de capacidade de reserva operativa de um sistema, permitindo estabelecer um equilíbrio entre custos e confiabilidade, eliminando-se a possibilidade de gerar sistemas superdimensionados ou subdimensionados.
- A metodologia apresentada neste trabalho de tese permite a determinação de uma tarifa de referência, através da utilização do índice LOLC do sistema sob análise. Esta tarifa atua como agente regulador ou moderador das ofertas aceitas de capacidade no mercado de reserva operativa.

# CAPÍTULO 7

## CONCLUSÕES

- A reserva de capacidade é uma necessidade de primeira ordem dos sistemas de potência para compensar desequilíbrios entre a geração e a carga, provocados pela incerteza na previsão da carga e pelas saídas forçadas dos elementos do sistema, devido a seu comportamento de natureza estocástica.
- A reserva de geração para uma área ou subsistema pode ser obtida através dos próprios recursos de geração da área e/ou pelo auxílio fornecido por outros subsistemas através da rede de interligação.
- A avaliação das necessidades de capacidade de reserva operativa de um sistema elétrico de potência através de técnicas probabilísticas permite determinar de uma forma mais coerente e correlacionada com comportamento do sistema o grau de segurança que o sistema requer para a sua operação.
- Este trabalho apresenta uma técnica recursiva para a determinação da capacidade de reserva em mercados de eletricidade não-regulados. A criação de um mercado de reserva mostra que esta capacidade pode ser vendida e comprada, e tem que ser tratada como uma mercadoria separada de potência dentro do mercado *spot* de energia.
- Dentro de uma área ou sistema, se o número de geradores ofertantes no mercado de reserva operativa aumenta, o preço de oferta deve diminuir para poder satisfazer a condição básica de equilíbrio entre a oferta e a demanda de um mercado.
- Nos ambientes competitivos, todos os serviços ancilares ou acessórios (regulação de frequência, regulação de tensão, etc.) necessitam ser valorados e alocados apropriadamente

nos diversos agentes ou recursos ofertantes, dependendo especificamente do seus custos de ofertada.

- A reserva operativa constitui um importante serviço ancilar no desenvolvimento de uma operação segura e, como tal, representa um custo adicional dentro do custo de operação do sistema.
- Este trabalho mostra como a avaliação probabilística da reserva, através da determinação do custo de perda de carga LOLC (valor da confiabilidade), pode ser usado na programação de unidades de geração no curto e curtíssimo prazo, para estimar o montante apropriado e o custo associado da capacidade de reserva operativa de um sistema elétrico de potência.
- O custo de perda de carga LOLC do sistema participa como agente fiscalizador do mercado de reserva operativa através da determinação de uma tarifa de referência (variação do LOLC por MWh) que permite a seleção ou não dos recursos de reserva, dependendo dos seus custos de oferta.
- A metodologia proposta neste trabalho permite realizar uma avaliação econômica e técnica do comportamento de um sistema elétrico de potência através do uso apropriado dos custos de oferta e do custo de perda de carga LOLC deste, estabelecendo-se, portanto, um equilíbrio entre custos e confiabilidade, eliminando-se assim a possibilidade de gerar sistemas superdimensionados ou subdimensionados.
- Dependendo do período de análise, a reserva de capacidade terá uma função específica para cada caso, e as metodologias usadas para a sua avaliação também apresentarão diferenças na forma de se obter os resultados.
- A metodologia proposta prescinde do estabelecimento prévio de um índice risco como critério de referência para a avaliação dos montantes de reserva operativa, tornado-se, portanto, uma técnica livre de critérios subjetivos.

- A técnica calcula também o máximo custo de oferta para as capacidades de cada mercado de reserva num ambiente competitivo, eliminando a possibilidade de situações de especulação. Desta forma, a metodologia simplesmente inibe a compra de capacidade de reserva, sinalizando que é mais vantajoso assumir o prejuízo econômico causado aos usuários pela interrupção de energia do que permitir custos extremamente indesejáveis.
- Esta técnica, se comparada com o comportamento do método *Rational Buyer* utilizado pelo sistema da Califórnia, nos EUA, para a determinação das necessidades de capacidade de reserva, oferece uma vantagem bastante significativa, pois permite selecionar as unidades de reserva através da avaliação simultânea da confiabilidade do sistema e dos custos de oferta dessa capacidade.
- A nova técnica permite a criação ou fortalecimento (se já existem) dos mercados de reserva, pois fornece critérios técnicos e econômicos coerentes e eficientes para a tomada de decisão na seleção dos recursos de reserva, dimensionando apropriadamente o sistema dentro de um plano de mínimo custo.

## 7.2 PROPOSTA DE ESTUDOS FUTUROS

Dentro dos sistemas de potência no nível do curtíssimo prazo, sempre se tem o interesse de conhecer as necessidades de capacidade de reserva. Geralmente as análises são focadas na capacidade de reserva girante, pois é a única que pode compensar os desequilíbrios de potência, aqueles que ocorrem no mesmo instante de eventos de saída forçada de elementos do sistema, incluindo mesmo os eventos de *manutenção de emergência* (não programada) do equipamento.

A seguir são apresentadas algumas propostas de estudos que poderão ser implementadas neste trabalho, para acrescentar sua aplicabilidade e cobrir várias situações, tanto de sistemas homogêneos quanto heterogêneos, sob o ponto de vista do combustível utilizado na operação das unidades de geração e a suas características de confiabilidade (taxas de falha e de reparo).



### **7.2.1 Sistema de Interligação**

Os benefícios de se ter interligações entre sistemas de potência separados são praticamente óbvios. O sistema de interligação terá uma capacidade de transmissão de potência para cada linha do sistema e uma limitação de transporte associada.

### **7.2.2 Manutenção Otimizada dos Elementos dos Sistemas de Potência**

A manutenção das unidades de geração de um sistema de potência deve ser planejada de forma ótima, a fim de reduzir situações de déficit de potência nos eventos de saída forçada dos componentes do sistema. A realização de uma adequada programação de manutenção garante uma reserva de capacidade operativa sempre disponível, melhorando a confiabilidade do sistema.

### **7.2.3 Estado das Unidades de Geração Programadas para a Operação**

Todas as unidades programadas para a operação e as unidades de reserva estão sempre disponíveis com a sua capacidade máxima, mas no período da pre-operação, essas unidades ficam expostas a sofrer qualquer tipo de falha, sendo a mais crítica a não disponibilidade destas. Esta situação cria um estado de vulnerabilidade para o sistema, porquanto compromete seriamente seu nível de confiabilidade.

### **7.2.4 Determinação do Custo de Oferta das Unidades de Reserva**

As características de confiabilidade das unidades de reserva e do sistema de interligação devem ser incorporadas na determinação dos custos de oferta destes recursos, pois a sua incidência no comportamento dos sistemas de potência é bastante significativa. Deve-se negociar um custo por disponibilidade e por confiabilidade desses recursos.

### **7.2.5 Custo de Operação do Sistema e a Capacidade de Reserva Operativa**

Deve ser analisado o comportamento econômico do sistema (custo de operação) especialmente nos seus custos de liquidação, levando em consideração o montante de capacidade de reserva (as unidades de reserva na operação normal fornecem sempre a sua capacidade mínima). Deve-se ter presente que existem dois custos o custo de reserva e o custo negociado no mercado *spot* de energia.

# APÊNDICE A

## PROBABILIDADES DOS ESTADOS NO DOMÍNIO DO TEMPO

Este apêndice apresenta o cálculo das probabilidades dos estados no domínio do tempo para um sistema representado pelo modelo Markoviano a dois estados e a matriz das taxas de transição entre estados.

Procedendo-se deste modo, encontra-se a solução mostrada nas equações (A.1) e (A.2) respectivamente:

$$\dot{P}_i(t) = \lambda_{ij}P_j(t) + \lambda_{ji}P_i(t) \quad (\text{A.1})$$

$$\dot{P}_j(t) = \lambda_{ij}P_i(t) + \lambda_{ji}P_j(t) \quad (\text{A.2})$$

Onde:

$\dot{P}_i(t)$  Representa a primeira derivada da probabilidade do estado  $i$  no tempo  $t$ .

$\dot{P}_j(t)$  Representa a primeira derivada da probabilidade do estado  $j$  no tempo  $t$ .

Em forma matricial, pode ser representada pela equação (A.3):

$$\begin{pmatrix} \dot{P}_i(t) & \dot{P}_j(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_i(t) & P_j(t) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -\lambda_{ij} & \lambda_{ij} \\ \lambda_{ji} & -\lambda_{ji} \end{pmatrix} \quad (\text{A.3})$$

Ou, em forma compacta, pode ser representada pela equação (A.4):

$$\dot{P}(t) = P(t) A \quad (\text{A.4})$$

Para um sistema com  $n$  estados, a matriz das taxas de transição  $A$  é dada pela expressão (A.5):

$$A = \begin{bmatrix} -\sum_{j \neq 1}^n \lambda_{ij} & \lambda_{12} & \cdots & \lambda_{1n} \\ \lambda_{21} & -\sum_{j \neq 2}^n \lambda_{ij} & \cdots & \lambda_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \lambda_{n1} & \lambda_{n2} & \cdots & -\sum_{j \neq n}^n \lambda_{ij} \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

A solução das equações (A.1) e (A.2) pode ser obtida aplicando-se a transformada de Laplace [E78, WE91] a ambos os lados dessas expressões. Logo, aplicando-se a essa solução a transformada inversa da Laplace, e sabendo-se que, para as condições iniciais, deve-se ter a seguinte condição dada pela equação (A.6):

$$P_i(0) + P_j(0) = 1 \quad (\text{A.6})$$

Obtém-se então a seguinte solução no domínio do tempo, representada pelas equações (A.7) e (A.8) respectivamente:

$$P_i(t) = \frac{\lambda_{ji}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ij}} + \frac{e^{-(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})t}}{(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})(s + \lambda_{ij} + \lambda_{ji})} \left[ \lambda_{ij} P_i(0) - \lambda_{ji} P_j(0) \right] \quad (\text{A.7})$$

$$P_j(t) = \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ij}} + \frac{e^{-(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})t}}{(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})(s + \lambda_{ij} + \lambda_{ji})} \left[ \lambda_{ji} P_j(0) - \lambda_{ij} P_i(0) \right] \quad (\text{A.8})$$

Considerando que, inicialmente, o sistema esteja no estado  $i$ , então  $P_i(0) = 1$  e  $P_j(0) = 0$ . Portanto, a transformada inversa das equações (A.7) e (A.8) será dada, respectivamente, pelas equações (A.9) e (A.10):

$$P_i(t) = \frac{\lambda_{ji}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} + \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} e^{-(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})t} \quad (\text{A.9})$$

$$P_j(t) = \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} - \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_{ij} + \lambda_{ji}} e^{-(\lambda_{ij} + \lambda_{ji})t} \quad (\text{A.10})$$

As expressões (A.9) e (A.10) descrevem o comportamento *transitório* das probabilidades dos estados  $i$  e  $j$ , dado que, inicialmente, o sistema se encontrava no estado  $i$ .

# APÊNDICE B

## TÉCNICA DE CONVOLUÇÃO

Este apêndice apresenta o desenvolvimento da técnica de convolução para as probabilidades e frequências dos estados, usando a função de densidade de probabilidade e a metodologia de padronização de estados.

A Figura B.1 mostra uma unidade de geração modelada em termos da capacidade disponível. Nessa figura, associada a cada estado de capacidade  $C_k$ , existe uma probabilidade  $P_k$ . Isto pode ser representado por uma série de impulso:

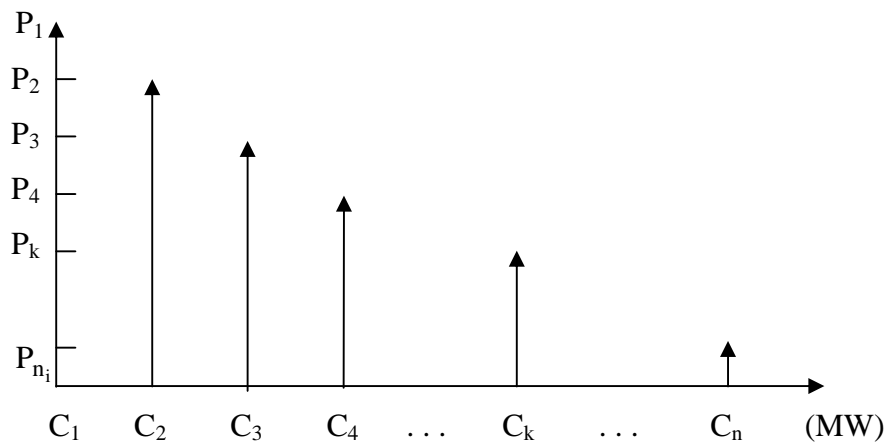


Figura B.1 - Função de Densidade de Probabilidade  $P_{G_i}$

A função densidade de probabilidade mostrada na Figura B.1 pode ser expressa analiticamente pela expressão (B.1):

$$P_{G_i} = \sum_{k=1}^{n_i} P_k \zeta(C - C_k) \quad (\text{B.1})$$

Ao se combinarem duas unidades geradoras  $i$  e  $j$ , a variável aleatória  $G_r$  resultante é a soma de  $G_i$  e  $G_j$ , representada através da equação (B.2):

$$G_r = G_i + G_j \quad (B.2)$$

Como as variáveis aleatórias  $G_i$  e  $G_j$  são estatisticamente independentes, a função densidade de probabilidade  $P_{G_r}$  associada a  $G_r$  pode ser determinada pela convolução das funções densidade de probabilidade  $P_{G_i}$  e  $P_{G_j}$  [ALAB81, LPC88], como se mostra na expressão (B.3):

$$P_{G_r} = P_{G_i} * P_{G_j} \quad (B.3)$$

Se  $G_i$  for definida como a variável aleatória capacidade disponível do sistema antes da adição da unidade  $j$ , e  $G_j$  como a variável aleatória capacidade disponível da unidade  $j$ ,  $G_k$  pode ser interpretada então como a variável aleatória capacidade disponível do sistema após a adição da unidade  $j$ . Portanto, a expressão (B.3) pode ser usada no processo recursivo de obtenção dos estados individuais [M86].

A obtenção de um dos parâmetros da COPT por um processo de convolução matemática sugere que se verifique a possibilidade de obtenção dos demais parâmetros associados com os diferentes estados do sistema de geração em referência [LMC91, LPC88], tais como:  $f^+$ , que representa a frequência de saída de um estado individual para os estados superiores;  $f^-$ , que representa a frequência de saída de um estado individual para os estados inferiores; e  $f^c$ , chamado de termo de correção da frequência, associado a um estado individual.

Pode-se definir, então, uma função  $f_{G_i}^+$  associada à variável aleatória  $G_i$ , constituída por uma série de impulsos localizados nos estados individuais de capacidade, como é mostrado na Figura B.1. Esta função é expressa analiticamente de forma semelhante a  $P_{G_i}$ , onde  $P_k$  passa a representar a frequência de saída do estado  $k$  para os estados de maior capacidade [LMC91, M86], como é representado pela expressão (B.4):

$$P_k = f^+ (C_k) \quad (B.4)$$

A função  $f_{G_r}^+$  resultante da combinação das variáveis aleatórias  $G_i$  e  $G_j$  pode ser expressa, em termos de convolução [M86], pela equação (B.5):

$$f_{G_r}^+ = P_{G_i} * f_{G_j}^+ + P_{G_j} * f_{G_i}^+ \quad (\text{B.5})$$

As expressões para  $f_{G_r}^-$  e  $f_{G_r}^c$  [M86] podem ser obtidas de forma análoga ao procedimento usado para achar  $f_{G_r}^+$ , conforme a equação (B.5). Assim, têm-se as seguintes equações (B.6) e (B.7):

$$f_{G_r}^- = P_{G_i} * f_{G_j}^- + P_{G_j} * f_{G_i}^- \quad (\text{B.6})$$

$$f_{G_r}^c = P_{G_i} * f_{G_j}^c + P_{G_j} * f_{G_i}^c \quad (\text{B.7})$$

Através da convolução discreta [ALAB81, LPC88] e do uso do procedimento recursivo representado pelas expressões (B.5), (B.6) e (B.7), é possível determinar todos os parâmetros associados aos diferentes estados do espaço de estados do sistema de geração. O uso dessa metodologia recursiva permite determinar a Tabela de Probabilidade e Frequência da Capacidade Indisponível COPFT, onde é determinado o modelo do sistema de geração com suas características de probabilidade e frequência ao nível dos estados individuais e acumulados.

## B.1 TÉCNICAS DE PADRONIZAÇÃO DE ESTADOS

O processo usado para a determinação tanto da COPT como da COPFT consiste em, ao se adicionar uma nova unidade, atualizar os estados existentes e criar novos estados, quando necessário. Normalmente o número de unidades de geração de um sistema de potência é relativamente grande, tornando o processo de construção do modelo de geração dispendioso em termos de esforço computacional, uma vez que o número de combinações de estados cresce até  $m^n$ , onde  $m$  é o número de estados da unidade e  $n$  o número de unidades do sistema.



Existe uma técnica que reduz em parte esse problema, chamada de processo de truncamento da COPT, onde são desprezados os estados de probabilidade menores que um valor limite especificado previamente. Embora contribua para reduzir memória e tempo computacional, seus valores ainda continuam excessivos.

A referência [AT77] apresenta uma técnica aproximada de FD (*Frequency and Duration*), baseada na técnica de padronização de estados, que será estendida para o caso de unidades modeladas a múltiplos estados. Essa metodologia consiste em escolher um intervalo, ou *passo de padronização*, que determina o número de estados da COPFT e o valor de cada estado de capacidade. No processo de convolução, um estado de capacidade criado por uma unidade ou pela combinação de unidades pode não coincidir com algum dos estados predeterminados (padronizados). Neste caso, a probabilidade, as taxas de saída e, conseqüentemente, as freqüências de encontro desse estado devem ser repartidas entre dois estados padronizados imediatamente adjacentes, usando-se um método de ponderação que depende da distância entre esse estado e os dois estados padronizados adjacentes.

Considere-se um estado  $i$  ( $C_i, P_i, \lambda_i^+, \lambda_i^-, f_i^c$ ) criado numa certa combinação de unidades [LMC91] e suponha-se que  $C_i$  é diferente da capacidade de algum estado padronizado. Temos dois estados padronizados adjacentes a esse estado  $i$ , chamados de estados  $m$  e  $n$  respectivamente, e cujas características são: para o estado  $m$  ( $C_m, P_m, \lambda_m^+, \lambda_m^-, f_m^c$ ) e para o estado  $n$  ( $C_n, P_n, \lambda_n^+, \lambda_n^-, f_n^c$ ).

Para poder explicar o desenvolvimento da técnica, assume-se que  $C_m > C_n$ ; logo, pode-se escrever que  $C_m - C_n = \Delta C$ , onde  $\Delta C$  é o passo de padronização da COPT ou da COPFT. Os estados  $i, m$  e  $n$  podem ser representados na seguinte Figura B.2, onde os impulsos representam um dos parâmetros dos estados.

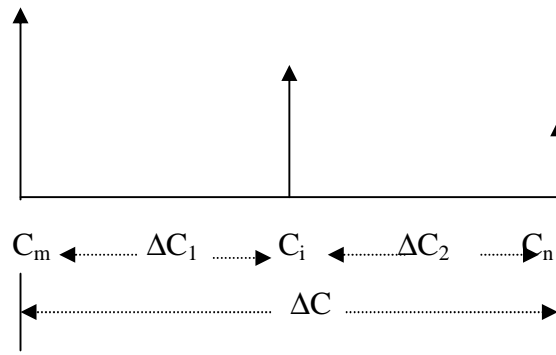


Figura B.2 - Estados  $m$ ,  $i$ ,  $n$  de um gerador.

O estado  $i$  é dividido em duas partes  $m_i$  e  $n_i$ , que serão combinadas, respectivamente, com  $m$  e  $n$ ; logo,  $C_{m_i} = C_m$  e  $C_{n_i} = C_n$ .

A probabilidade  $P_i$  é dividida proporcionalmente à distância do estado  $i$  aos estados  $m$  e  $n$ , resultando nas equações (B.8) e (B.9):

$$P_{m_i} = P_i \frac{C_i - C_n}{C_m - C_n} = P_i \frac{\Delta C_2}{\Delta C} \quad (\text{B.8})$$

$$P_{n_i} = P_i \frac{C_m - C_i}{C_m - C_n} = P_i \frac{\Delta C_1}{\Delta C} \quad (\text{B.9})$$

Embora o estado  $i$  seja dividido numericamente, a combinação de unidades que o originou não se altera, e, assim, as taxas de saída serão determinadas pelas expressões mostradas nas equações (B.10) e (B.11):

$$\lambda_{m_i}^+ = \lambda_{n_i}^+ = \lambda_i^+ \quad (\text{B.10})$$

$$\lambda_{m_i}^- = \lambda_{n_i}^- = \lambda_i^- \quad (\text{B.11})$$

As únicas exceções ocorrem quando o estado  $n$  representa o estado de capacidade nula, ou quando o estado  $m$  representa o estado de capacidade máxima. Para essas situações,  $\lambda_{m_i}^+ = 0$  e  $\lambda_{n_i}^- = 0$ .

A precisão dos índices de confiabilidade através desta técnica depende do valor do *passo de padronização escolhido*. Como complemento deste método, é interessante usar a técnica de truncamento de estados.

# APÊNDICE C

## TÉCNICAS PARA O CÁLCULO DA RESERVA DE CAPACIDADE

Este apêndice apresenta uma descrição dos principais técnicas de cálculo da reserva estática de capacidade, tais como os métodos analíticos (enumeração de estados) e os métodos de simulação.

### C.1 MÉTODOS ANALÍTICOS

Quando se estuda a confiabilidade do sistema de geração isoladamente, supõe-se que toda a carga e toda a geração estejam concentradas numa única barra, ignorando-se as limitações no transporte de energia. Desta forma, o déficit no atendimento é computado como a diferença entre os requisitos de mercado e a disponibilidade de geração. As análises dos resultados encontrados mostrarão o risco de não atendimento da demanda, definindo-se seu valor pelo montante de reserva disponível ou instalada no sistema.

Nesses estudos são usadas técnicas analíticas que fornecem índices de confiabilidade, tais como: probabilidade de perda de carga LOLP, valor esperado da potência não suprida EPNS, frequência e duração F&D (*Frequency and Duration*), as quais têm sido largamente aplicadas em estudos de planejamento [SBL91].

As metodologias analíticas estão fundamentadas na *Representação por Espaço de Estados*, onde cada elemento do sistema de potência pode ser encontrado em algum estado de um conjunto de possíveis estados do sistema. Por exemplo, os geradores podem ser representados por um modelo Markoviano a dois estados (*Up/Down*).

Um estado do sistema é representado pelo vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_m)$ , onde  $x_i$  corresponde ao estado do  $i$ -ésimo elemento e  $m$  corresponde ao número total de elementos do sistema. O conjunto de todos os possíveis estados do sistema  $x$ , obtidos pela combinação de

todos os estados dos componentes, é denotado por  $X$ , que representa o *espaço de estados* do sistema.

Para cada estado do  $i$ -ésimo componente existe uma *Probabilidade de Ocorrência*  $P(x_i)$ . Transições entre os estados dos componentes são usualmente representadas por *modelos de Markov* a dois estados ou a múltiplos estados. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade do vetor de estados  $x$ , que corresponde a  $P(x)$ , e as taxas de transição entre os estados [E78, BA96, BJ69, WE91]. O desempenho de cada estado  $x$  é avaliado através de *funções-teste*, as quais são genericamente representadas por  $F(x)$ . O objetivo destes testes é verificar se uma específica combinação de geradores é capaz de atender a carga.

A avaliação dos índices de confiabilidade na modelagem por espaço de estados é equivalente ao cálculo do valor esperado de uma função-teste [PB92], representado pela equação (C.1):

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) P(x) \quad (C.1)$$

Onde:

$x$  vetor com o estado do sistema cada componente em  $x$  representa o estado de um elemento do sistema (por exemplo, unidades geradoras, circuitos, cargas, etc.);

$X$  espaço de estados: conjunto de todos os possíveis estados de  $x$  encontrados a partir da combinação dos estados dos componentes;

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

Na representação por espaço de estados, o modelo Markoviano dos componentes do sistema é adotado intrinsecamente. Este tipo de modelo considera que o tempo de residência em cada estado do sistema, e também ao nível de cada componente, é representado por uma distribuição exponencial.

O modelo Markoviano é adotado nos estudos de confiabilidade dos sistemas de potência devido às características de falha dos equipamentos, as quais, dentro de certos limites, possuem taxas de transição constantes.

A grande maioria dos métodos para a avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de geração está baseada no conceito de perda de carga (*Loss of Load*). Todas essas metodologias classificam os estados do sistema (enumeração de estados) em estados de falha e estados de sucesso, avaliando-se somente os estados de déficit, os quais comprometem a confiabilidade do fornecimento de energia.

A aproximação básica para avaliar a adequação de uma configuração particular de geração é fundamentalmente a mesma para qualquer método. A estimação dos índices de confiabilidade da capacidade de geração envolve três passos fundamentais [BA96]:

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

A função de desempenho do sistema é definida pela equação (C.2), como segue:

$$g(G, L) = G - L \quad (C.2)$$

E o evento de falha, representando a condição de perda de carga, é definido pela equação (C.3):

$$g(G, L) < 0 \quad (C.3)$$

Portanto, a probabilidade de falha do sistema é determinada pela equação (C.4):

$$P_F = F_g(0) = P[(G - L) < 0] \quad (C.4)$$

A equação (C.4) permite avaliar o risco de não atendimento da carga num sistema elétrico de potência.

Os algoritmos para análise da confiabilidade de geração estão baseados na convolução (combinação) do modelo de geração e do modelo da carga. O modelo resultante (modelo probabilístico do sistema) define o risco de não atendimento da demanda do sistema. Desta forma, é possível definir um valor de referência ou valor objetivo de risco do sistema, isto é, definir o montante de reserva necessário para atingir esse objetivo de risco [E78, WE91, LPMM97, AT77].

Técnicas mais amplamente usadas pelas metodologias analíticas são os métodos de perda de carga e o método de frequência e duração. Uma aproximação alternativa é transformar a tabela das probabilidades de capacidade indisponível no domínio da frequência, usando-se as Transformadas Rápidas de Fourier FFT (*Fast Fourier Transform*), onde a convolução é feita pela multiplicação ponto a ponto. A tabela é obtida através da Transformada Inversa de Fourier [ALAB81].

A curva de carga tem sido tratada também como um modelo Markoviano ao nível do sistema, utilizando-se fatores de participação para a distribuição pelas barras do sistema [MPL92]. Esta representação impõe que as cargas por barras possuam correlação total entre si, muito embora as mesmas, na prática, não apresentem esta característica [WB91].

Alguns autores preferem não adotar esta modelagem e utilizam modelos simplificados [BL92], baseados apenas na probabilidade de cada nível de carga e sem as taxas de transição entre estes. Desta forma, não consideram a contribuição da carga para os índices de F&D, o que, em alguns casos, pode conduzir a avaliações pouco precisas [MPL91, MPL92, RW69].

O comportamento da carga  $L$  do sistema também pode ser representado cronologicamente como um *modelo Markoviano multiestado*. Normalmente, a carga é

expressa por uma seqüência de níveis discretos definidos sobre um período de análise [BS72]. Neste modelo, o dia é subdividido em vários intervalos de carga, que podem ou não ser iguais. O modelo da carga apresenta um novo nível no começo de cada intervalo. O nível mínimo de carga de um dia pode ser diferente dos anteriores ou dos dias seguintes. O nível de carga no último intervalo de um dia pode ou não ser igual ao nível de carga do primeiro intervalo no dia seguinte [BS72, RB69]. O número de níveis usados na representação da carga influencia significativamente o tempo computacional. Uma outra representação que considera os aspectos cronológicos da carga é o modelo a estados acumulados [BA96], que não precisa do fator de exposição ou do nível baixo de carga.

Um simples e eficiente ganho computacional pode ser obtido utilizando-se um modelo da carga baseado no conceito de *agrupamento* ou agregação. As cargas horárias são agrupadas de acordo com suas proximidades, resultando em níveis de carga não equidistantes. Para um equivalente exato, este modelo de carga utiliza poucos estados se comparando com os modelos de carga convencionais desenvolvidos em passos discretos equidistantes. A redução nos estados de carga permite cálculos mais eficientes e uma redução no tempo de computação. Esta metodologia é conhecida como modelo de agregação de estados de carga (*Cluster-Based Load Model*) [CS86, SC89].

## C.2 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO

Os métodos de convolução são indubitavelmente os mais usados na avaliação da confiabilidade em sistemas de geração, e mais especificamente na determinação da reserva estática dos sistemas de potência. São muito eficientes e podem ser facilmente implementados, mas não permitem a determinação da distribuição de probabilidades associadas com os índices. Além disto, na representação do espaço de estados, são utilizadas suposições Markovianas. Essa representação das transições do sistema de estado omite os aspectos cronológicos do comportamento do sistema. Esta dificuldade faz com que os métodos de convolução não sejam recomendados para algumas aplicações que envolvem as seguintes características [NP72, EPRI82, PBB88, AR89, BG91, MPL94, SB95, MLPMS95]:

1. Ciclos de operação de unidades com tempos de residência nos estados distribuídos não exponencialmente;



2. Representação exata de modelos cronológicos de carga;
3. Recursos hídricos de energia limitada;
4. Custos de perda de carga;
5. Restrições ambientais (emissão de poluentes);
6. Políticas operativas;
7. Gerenciamento de carga.

Até agora foram abordados os métodos analíticos por meio dos quais o comportamento de cada componente ou sistema é descrito por um modelo matemático (modelo probabilístico do sistema) e sua solução fornece os índices de confiabilidade. Nos métodos de simulação, imita-se ou é simulado o comportamento de um componente ou sistema num período de tempo. Isto envolve a construção de uma história artificial do componente ou sistema. O seguimento dessa história permite determinar as características do sistema real. Portanto, a simulação é tratada como uma série de experiências reais. Durante suas trajetórias, os acontecimentos ocorrem em diversos tempos, determinados por um processo aleatório, obedecendo a distribuições de probabilidade predeterminadas.

Nos processos que envolvem simulação, a enumeração sistemática de estados é substituída pelas seqüências dos estados do sistema, geradas no computador. Uma seqüência simulada representa uma amostra de realizações. A confiabilidade de um sistema é avaliada depois de ter acumulado um número suficiente de realizações ou experiências. O principal processo de simulação é chamado de simulação de Monte Carlo. Esta técnica é simplesmente um processo que envolve a geração de soluções determinísticas para um problema específico. Cada solução corresponde a um conjunto de valores determinísticos de uma variável aleatória [E78, NPS75, C67, PMOP92].

Na simulação de Monte Carlo, um dos problemas é a cronometragem dos vários acontecimentos simulados e sua concordância com as respectivas distribuições de probabilidade. Para um determinado evento, o processo consiste em escolher aleatoriamente um número de um grande conjunto de números com uma distribuição apropriada e fazer com que o acontecimento ocorra no momento indicado pelo número escolhido. Normalmente, para realizar este processo, utiliza-se somente um conjunto de números distribuídos uniformemente entre os valores 0 e 1 [E78, A90, SB77].

Os estudos realizados utilizando-se a técnica de simulação de Monte Carlo precisam da geração de valores apropriados das variáveis aleatórias de acordo com a respectiva distribuição de probabilidade prescrita. Isso pode ser realizado sistematicamente para cada variável, gerando, inicialmente, números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1. Uma vez gerados esses números, os correspondentes números aleatórios de uma outra distribuição de probabilidade especificada podem ser obtidos através de uma transformação apropriada [E78, A90].

A determinação dos índices de confiabilidade de um sistema usando-se as técnicas de simulação está em função do número de realizações ou experiências. Portanto, para poder estimar valores apropriados desses índices, é necessária a simulação ou amostragem de muitos estados dos elementos do sistema e do sistema analisado, estabelecendo-se um parâmetro que decida o tamanho das amostras selecionadas [P97, M94, MPL94, MLPMS95]. Usando-se o valor dos índices de confiabilidade encontrados a partir dos processos de simulação, é possível determinar os montantes de reserva estática de um sistema, uma vez que os valores desses índices são preestabelecidos.

### **C.2.1 Processos Básicos de Simulação**

Os componentes de um sistema de potência estão expostos a uma série de mudanças que representam diversos estados no seu comportamento. As distribuições no tempo das mudanças nos estados podem ou não ser exponenciais. O comportamento na operação de um sistema de potência pode ser reproduzido pela simulação das mudanças nos estados dos componentes utilizando-se amostragem [R81]

Em geral não há limitação quanto ao tipo de distribuições que governa as transições dos estados; usualmente se considera que os componentes de um sistema são independentes. Há duas exceções neste comportamento: (i) considera-se que o procedimento para a interpretação dos sorteios aleatórios da distribuição uniforme entre 0 e 1 está baseado em dados históricos, que incluem uma condição de dependência, e (ii) considera-se que o procedimento para a interpretação dos sorteios aleatórios da distribuição uniforme entre 0 e 1 está baseado na solução prévia de um modelo Markoviano, que, por sua vez, incorpora um

relacionamento dependente. De qualquer modo, neste último caso, uma distribuição exponencial deve ser considerada para todos os tempos de transição dos estados [T63].

A principal desvantagem da metodologia de simulação de Monte Carlo é o grande número de eventos que se precisa simular para se obter uma resposta satisfatória. Portanto, dependendo do tipo de sistema analisado, pode-se concluir que no processo de simulação seqüencial, sua rapidez de convergência depende da fragilidade dos sistemas e não de seu tamanho (número de componentes) [P96, WE91], ou seja, o tempo de processamento depende das características de confiabilidade dos elementos (taxas de falha/reparo) que integram o sistema analisado.

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

#### **C.2.1.1 Amostragem Instantânea ou Não-Seqüencial**

Este processo de simulação é também chamado aproximação aleatória [NPS75], porque a informação cronológica não é conservada durante o processo de amostragem. Ele faz uma seleção aleatória dos estados do sistema, ou seja, uma amostragem não-sequencial. É como se, aleatoriamente, fosse escolhida uma hora da história da operação de um sistema e, nesta mesma hora, acontecesse um evento, devendo-se, portanto, analisar o comportamento do sistema sob esta condição, sem se importar com o seu estado anterior ou futuro. Este mesmo processo se repete muitas vezes, mas em nenhum momento o desempenho cronológico dos componentes do sistema é levado em conta. Esta metodologia é usada quando o estado do sistema em cada hora não depende dos estados anteriores, isto é, são processos não correlacionados no tempo.

Cada realização desse processo de simulação consiste em efetuar sorteios aleatórios independentes para cada componente do sistema, geralmente de uma distribuição uniforme entre 0 e 1. Por exemplo, um gerador está em operação se seu correspondente número sorteado aleatoriamente for maior que sua indisponibilidade (FOR). De outra maneira, a unidade está indisponível. A realização de uma experiência é uma fotografia da condição do sistema num momento escolhido aleatoriamente, e representa uma falha no suprimento da

demanda se a capacidade disponível da geração for menor que a carga do sistema. Repetindo o processo N vezes, podem-se encontrar F falhas de atendimento à carga. Uma estimativa da probabilidade de perda de carga (LOLP) é dada por  $F/N$ . A exatidão dos cálculos pode ser melhorada aumentando-se N (número de acontecimentos).

A técnica de simulação não-sequencial de Monte Carlo e todas as metodologias analíticas usam a representação do espaço de estado, isto é, a operação do sistema é modelada por fotografias, desconsiderando-se seus aspectos cronológicos. O uso desta aproximação não impede o cálculo dos índices usuais de confiabilidade, tais como LOLP, LOLE e EPNS, e ainda possibilita o cálculo de índices que, à primeira vista, precisam da informação cronológica, tal como o valor esperado da frequência de perda de carga (LOLF) e o valor esperado da duração da perda carga (LOLD) [MPL93].

O valor da duração de perda de carga é um parâmetro muito importante no cálculo dos custos de interrupção, razão pela qual deve ser estimado de forma exata. A modelagem por espaço de estados usada pela simulação não-sequencial não permite produzir valores específicos da LOLD. A principal razão deste impedimento é que uma interrupção está associada a uma seqüência de estados de falha (subestados de falha), e que, portanto, a duração total de uma interrupção qualquer é a soma da duração dos estados individuais. Em outras palavras, com a simulação de Monte Carlo não-sequencial não é possível saber o comportamento passado nem futuro (não há continuidade) de uma interrupção quando o sistema está num dos estados de falha da interrupção.

No método de simulação não-sequencial de Monte Carlo, os estados  $x \in X$  são amostrados a partir das suas distribuições de probabilidades. O valor esperado de F (valor da média) é calculado de acordo com a equação (C.5):

$$\tilde{E}(F) = \left( \frac{1}{NS} \right) \sum_{i=1}^{NS} F(x^i) \quad (C.5)$$

Onde:

NS: Tamanho da amostra;

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

A equação (C.5) é válida para qualquer tipo de função  $F$ . Portanto, a técnica de simulação não-seqüencial produz o mesmo tipo de índices de confiabilidade que produzem as técnicas baseadas na representação do espaço de estados que incluem os índices de F&D.

É importante salientar que  $\tilde{E}(F)$  não é o verdadeiro valor da média  $E(F)$  (este valor geralmente é desconhecido), mas apenas uma estimativa. Em outras palavras, se a experiência é realizada com uma amostra aleatória diferente, um valor distinto é obtido para o valor de  $\tilde{E}(F)$ . Dado que  $x$  e  $F(x)$  são variáveis aleatórias, o estimador  $\tilde{E}(F)$  que representa uma média de  $NS$  amostras de  $F(x)$  é também uma variável aleatória. A incerteza ao redor da estimativa é calculada pela variância do estimador.

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

- 1 Sortear um vetor  $x \in X$  a partir de sua distribuição de probabilidade  $P(x)$ ;
- 2 Repetir o passo (a)  $NS$  vezes, onde  $NS$  é um número preestabelecido, sendo  $\{x_j \quad j = 1, \dots, NS\}$ ;
- 3 Calcular  $F(x)$  para cada vetor sorteado;
- 4 Estimar  $E(F)$  como a média dos valores encontrados.

#### C.2.1.2 Amostragem Seqüencial

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

intervalos de falha no suprimento da carga, uma estimativa da probabilidade de perda de carga (LOLP) é dada por  $T_F/T$ .

Nesta aproximação, a partir da representação dos aspectos cronológicos, pode-se obter tanto os índices de confiabilidade como o valor específico desejado da duração de uma interrupção. Além disso, existe a possibilidade do uso de distribuições não exponenciais para representar a duração das avarias dos componentes; e a do uso de modelos de carga mais realistas e de fácil simulação de políticas de manutenção.

Essa técnica requer um maior esforço computacional (amostram-se todos os estados da operação do sistema), porque sua convergência não é atingida de forma rápida e, em alguns casos, seu uso nem é recomendado, como acontece na avaliação da confiabilidade composta. Este método é particularmente útil em situações de simulação onde os parâmetros de interesse são correlacionados.

A simulação seqüencial permite representar qualquer modelo de carga cronológico, como, por exemplo, a curva de carga horária do sistema. Deve-se salientar que não existe nenhuma restrição na metodologia quanto a 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 determinadas características da carga que são extremamente complicadas ao nível da representação por espaço de estados.

A modelagem cronológica está relacionada à avaliação dos estados do sistema nos processos estocásticos da sua operação. O cálculo dos índices de confiabilidade pode ser avaliado usando-se a seguinte expressão geral (C.6) [SB77, PB92]:

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (C.6)$$

Onde:

- T        variável que representa o período de simulação;
- G(t)    função-teste que verifica, em qualquer instante  $t$ , se o estado do sistema é adequado.

Por exemplo, para o índice LOLP,  $G(t) = 1$  se o estado do sistema no tempo  $t$  é de falha; ou caso contrário  $G(t) = 0$ .

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 [R81]. 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 da equação (C.7):

$$\tilde{E}(G) = \left( \frac{1}{NY} \right) \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (C.7)$$

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  $y_k$ .

A função-teste  $G(y_k)$  é definida diferentemente para cada índice que se deseje calcular; por exemplo, para o índice LOLE,  $G(y_k) =$  somatório das durações amostradas para todos os estados de falha no ano  $y_k$ . Se  $G(y_k)$  é o somatório da energia não suprida de todos os estados de falha em  $y_k$ ,  $E(G)$  representa o índice EENS. Os índices LOLP e EPNS podem ser obtidos dividindo-se os índices LOLE e EENS por 8760 horas. Para o índice da frequência de perda de carga LOLE,  $G(y_k) =$  número de subsequências de falha em  $y_k$ . Uma subsequência de falha corresponde a um conjunto de estados  $x$  cronologicamente ordenados

(uma interrupção do sistema). O índice da duração média de perda de carga LOLD é obtido simplesmente pela razão entre os índices LOLP e LOLF.

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

1. 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 do modelo cronológico da carga;
2. Avaliar cronologicamente cada estado  $x$  do sistema da seqüência  $y_k$  e acumular os resultados;
3. Calcular anualmente os índices de confiabilidade  $G(y_k)$  sobre os valores estimados em (3);
4. Repetir os passos (a)-(c) NY (número de anos) vezes e calcular os valores das médias dos índices como a média dos resultados anuais para cada seqüência simulada  $y_k$ ;
5. Verificar a convergência do processo: se a precisão da estimativa é satisfatória, pare; caso contrário, retorne para (1).

### C.2.1.3 Simulação de Monte Carlo Pseudo-Seqüencial

Com este processo de simulação [MPL94, M94], pretende-se reduzir o esforço computacional, conservando a flexibilidade e exatidão da simulação de Monte Carlo seqüencial. A técnica está baseada em duas características presentes no processo de simulação seqüencial:

1. O esforço computacional do passo (1) do algoritmo seqüencial - geração dos estados nas seqüências sintéticas anuais (definição da disponibilidade dos equipamentos e



dos níveis de carga) é desprezível quando comparado com o esforço de analisar cada um desses estados no passo (2) do mesmo algoritmo.

2. A maioria dos estados analisados na seqüência sintética anual não contribui para o valor desejado do índice, calculado no passo (3) da metodologia seqüencial. Este é o caso do cálculo do índice do custo de perda de carga LOLC, que usa somente as subsequências nas quais se têm interrupções no fornecimento da demanda. O mesmo acontece com a estimativa da duração de perda de carga LOLD.

A simulação pseudo-seqüencial é uma metodologia híbrida, na qual se combinam dentro do processo as duas aproximações da simulação de Monte Carlo. A simulação não-seqüencial é usada para escolher os estados de falha, e a simulação seqüencial é aplicada somente à subsequência dos estados vizinhos que definem completamente a interrupção. A principal característica desta metodologia está na forma de busca do estado de falha. Depois de identificado este estado, deve-se obter uma subsequência de falha. Este processo é realizado através dos seguintes passos:

1. Executar para frente uma simulação cronológica, começando do estado  $x(t)$ , isto é, avaliar os próximos estados da seqüência até o sistema voltar a um estado de sucesso;
2. Levar a cabo para trás uma simulação cronológica, começando do estado  $x(t)$ , isto é, avaliar todos os estados prévios da seqüência até encontrar uma transição para um estado de sucesso. A duração da interrupção (subseqüência de falha) é calculada pela combinação das durações dos processos para trás e para frente.

# APÊNDICE D

## APLICAÇÃO DA TÉCNICA SEQUENCIAL

Neste apêndice apresenta-se uma descrição do processo de aplicação da técnica sequencial e seus resultados num sistema hipotético de 4 geradores, para a determinação da sua reserva operativa.

A Tabela D.1 mostra as ofertas submetidas aos diferentes mercados e o limite máximo de capacidade de cada uma das quatro unidades, além das necessidades de serviço ancilar nos diferentes mercados.

Tabela D.1 - Ofertas de Serviço Ancilar e Necessidades de Reserva.

CÓDIGO UNIDADE	Reserva								Cmax. MW
	Regulação		Girante		Não-girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1	60	5	60	10	60	1	60	5	90
2	100	3	100	6	100	2	100	10	160
3	120	4	120	4	120	4	120	4	160
4	80	2	80	3	80	5	80	2	100
<b>Reserva</b>	<b>200</b>		<b>100</b>		<b>100</b>		<b>100</b>		<b>(R. Total) 500</b>

Neste exemplo, assume-se que a taxa de resposta das quatro unidades é infinita, satisfazendo-se, assim, a necessidade de velocidade de resposta. As ofertas são inicialmente avaliadas no mercado de regulação e classificadas em ordem ascendente de preços, como mostra a Tabela D.2. A capacidade disponível é calculada em função da capacidade ofertada e do limite operativo da unidade. O montante da capacidade acumulada é o somatório das capacidades ofertadas das unidades; a capacidade aceita é a compra da oferta de cada unidade até que o requisito de 200 MW seja atingido; a última oferta aceita determina o MCP de US\$ 4 para o mercado de regulação.

Tabela D.2 - Necessidades de Reserva de Regulação.

Ordem Preço	Código Unidade	Preço US\$/MW	Oferta MW	Disponib. MW	Capacidade Acumulada MW	Capac. Aceita MW
1	4	2	80	80	80	80
2	2	3	100	100	180	100
3	3	4	120	120	300	20
4	1	5	60	60	360	0
<b>Total</b>						<b>200</b>

Uma vez que a oferta é aceita pelo mercado de regulação, a capacidade disponível ofertada do mesmo recurso para o próximo mercado de baixa qualidade será ajustada adequadamente. Usando o mesmo processo, os resultados da avaliação da reserva girante são mostrados na Tabela D.3.

Tabela D.3 - Necessidades de Reserva Girante.

Ordem Preço	Código Unidade	Preço US\$/MW	Oferta MW	Disponib. MW	Capacidade Acumulada MW	Capac. Aceita MW
1	4	3	80	20	20	20
2	3	4	100	120	140	80
3	2	6	120	60	200	0
4	1	10	60	60	260	0
<b>Total</b>						<b>100</b>

De forma similar, a avaliação da oferta para os demais mercados de reserva é realizada na seqüência de reserva não-girante e reserva de reposição. Os resultados do processo com os quatro mercados de reserva são apresentados na Tabela D.4.

Tabela D.4 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método Sequencial

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1					60	1	30	5	90
2	100	3			40	2	10	10	150
3	20	4	80	4			60	4	160
4	80	2	20	3					100

(Continuação)

Tabela D.4 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método Sequencial

<b>Reserva Total (MW)</b>	200	100	100	100	500
<b>Cust Marg.(US\$/MWh)</b>	4	4	2	10	
<b>Custo Total (US\$)</b>	800	400	200	1000	2400

Esta tabela mostra o resultado de busca do método sequencial. Embora os resultados desta metodologia sinalizem possivelmente um custo baixo para a reserva individual de cada mercado, não necessariamente significa que este seja o valor mínimo do custo total do processo de busca do montante integral de reserva.

Neste exemplo, surgiu um pico de custo (aumento exagerado) no mercado de recomposição ao ser aceita uma oferta de 10 MW da unidade 2, empurrando o MCP deste mercado de US\$ 5 para US\$ 10. Se for possível substituir estes 10 MW de recomposição por 10 MW de oferta de alta qualidade, o MCP do mercado de recomposição e o custo total do montante integral de reserva poderiam ser reduzidos.

# APÊNDICE E

## APLICAÇÃO DA TÉCNICA *RATIONAL BUYER*

Neste apêndice é descrito o processo de aplicação da técnica *Rational Buyer's*, num exemplo hipotético de quatro geradores, utilizado para determinar o montante de reserva operativa deste sistema.

Neste exemplo, os limites inferior ou superior podem ser determinados, como é mostrado na Tabela E.1. O número total de possíveis combinações de preços entre o limite inferior e o limite superior é  $2 \times 4 \times 4 \times 4 = 128$ . O processo é iniciado desde os limites inferiores.

Tabela E.1 - Limites inferior e Superior dos Custos de Oferta.

Limite	Tipo de reserva			
	Regulação	Girante	Não-girante	Recomposição
Inferior	3	1	1	1
Superior	4	4	4	4

A Tabela E.2 mostra os resultados do caso # 1, sendo infactível porque  $U_1 + U_2 + U_3 = 380 < D_1 + D_2 + D_3 = 400$ . Não é necessário aprofundar mais sobre o mercado de reposição porque os casos dos custos de oferta de (3, 1, 1, 1) para (3, 1, 1, 4) serão impossíveis. A busca continua no próximo limite de preço do mercado não-girante.

Tabela E.2 - Caso # 1: impossível

Limite/Capacidade	Tipo de reserva		
	Regulação	Girante	Não-girante
Limite de preço	3	1	1
MW mais alto	300	20	60

A Tabela E.3 mostra os resultados do caso # 2, sendo infactível porque  $U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = 440 < D_1 + D_2 + D_3 + D_4 = 500$ . A busca continua para o caso 3, onde são considerados os custos (3, 1, 2, 2).

Tabela E.3 - Caso # 2: impossível

Limite/Capacidade	Tipo de reserva			
	Regulação	Girante	Não-girante	Recomposição
Limite de preço	3	1	2	1
MW mais alto	300	20	120	0

A Tabela E.4 mostra os resultados do caso # 4, observando-se que é um caso factível porque  $U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = 510 > D_1 + D_2 + D_3 + D_4 = 500$ . A capacidade aceita é determinada usando-se a técnica de programação linear LP. O custo deste caso é DE US\$ 1800, que é menor do que o custo determinado pelo método seqüencial, calculado em US\$ 2400. O custo mínimo muda agora para US\$ 1800. O processo de busca continua.

Tabela E.4 - Caso # 4: factível

Item	Tipo de reserva			
	Regulação	Girante	Não-girante	Recomposição
Limite de preço	3	1	2	3
MW mais baixo	180	0	60	40
MW mais alto	300	20	120	70
Custo US\$	4	3	2	5
Capacidade aceita	300	20	120	60
Custo US\$	1200	60	240	300

A Tabela E.5 mostra os resultados para o caso # 20, observando-se que é um caso factível e o custo US\$ 1780, ou seja, menor do que o custo mínimo corrente de US\$ 1800. O custo mínimo ficará agora estabelecido em US\$ 1780. O processo continua.

O caso # 20 é o resultado do algoritmo *Rational Buyer's* com um custo mínimo global de US\$ 1800. Mudando-se as necessidades de reserva de cada mercado de (200, 100,

100, 100) para (300, 60, 120, 20), obtém-se uma economia de US\$ 620. Os resultados deste processo são mostrados na Tabela E.5 e constituem o resultado ótimo para o mercado global de reserva e para os mercados individuais.

Tabela E.5 - Resultado da Busca de Reserva pelo Método *Rational Buyer's*

CÓDIGO UNIDADE	Tipo de Reserva								Total MW
	Regulação		Girante		Não-Girante		Reposição		
	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	MW	US\$/MW	
1					60	1	20	5	80
2	100	3			60	2			160
3	120	4	40	4					160
4	80	2	20	3					100
<b>Reserva Total (MW)</b>	300		60		120		20		500
<b>Cust Marg. (US\$/MWh)</b>	4		4		2		5		
<b>Custo Total (US\$)</b>	1200		240		240		100		1780

# APÊNDICE F

## INCIDÊNCIA DO AUMENTO DO CUSTO DE OFERTA NO MONTANTE DE RESERVA

Neste apêndice são mostrados, os resultados encontrados para os casos dos aumentos de 10.5 p.u e 11 p.u nos custos de oferta da capacidade de reserva com o propósito de poder explicar as variações que ocorrem no comportamento da função montante de reserva operativa versus aumento dos custos de oferta p.u.

O resultado esperado deveria mostrar uma diminuição no valor do montante de reserva do sistema, já que seus custos de oferta estão aumentando (a tendência esperada seria comprar menos capacidade de reserva). O agente moderador LOLC do mercado permite selecionar uma maior ou menor capacidade de reserva segundo o valor de sua taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$ . No caso específico de aumento de 10.5 (pu) nos custos de oferta, o mercado de reserva operativa comporta-se da forma mostrada nas Tabelas F.1, F.2, F.3, F.4, F.5 e F.6.

Tabela F.1 - Custos de Oferta nos Mercados de Reserva

Uni.	MERCADO							
	Regulação		Girante		Não-girante		Recomposição	
	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)
20	40	21	40	42	40	21	40	105
21	50	21	50	42	50	21	50	105
22	60	21	60	42	60	21	60	105
1	4	42	4	105	4	10.5	4	52.5
2	5	42	5	105	5	10.5	5	52.5
3	3	42	3	105	3	10.5	3	52.5
4	6	42	6	105	6	10.5	6	52.5
5	7	42	7	105	7	10.5	7	52.5
6	10	31.5	10	52.5	10	31.5	10	21
7	9	31.5	9	52.5	9	31.5	9	21
8	8	31.5	8	52.5	8	31.5	8	21
9	7	31.5	7	52.5	7	31.5	7	21



Tabela F.2 - Mercado de Regulação

Tarifa de Referência = 21.4355 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	40	21.0	60
21	50	0.0	50
22	60	0.0	40

Reserva Total            150 (MW)  
 Custo Total              3150 (US\$)

Tabela F.3 - Mercado Girante

Tarifa de Referência = 21.4355(US\$/MWh)	
O algoritmo não seleciona nenhum recurso para este mercado	

Tabela F.4 - Mercado Não-Girante

Tarifa de Referência = 15.4898(US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
1	4	0.0	8
2	5	0.0	7
3	3	0.0	9
4	6	0.0	6
5	7	10.50	5

Reserva Total            25 (MW)  
 Custo Total              262.5 (US\$)

Tabela F.5 - Mercado de Recomposição

Tarifa de Referência = 15.4898 (US\$/MWh)	
O algoritmo não seleciona nenhum recurso para este mercado	

Tabela F.6 - Resultados Finais

Reserva Total do Sistema	175 (MW)
Custo Total da Reserva	3412.5 (US\$)

Pode-se observar que o custo-padrão ou a tarifa de referência do mercado de reserva operativa do sistema é determinada pelo mercado de regulação. Seu valor é calculado usando-se a taxa de variação  $\Delta LOLC_c$  e dependerá da última unidade selecionada para integrar esse mercado; neste caso, a unidade 20, com um custo de oferta de 21 US\$/MWh, gerando uma tarifa de referência para o sistema de 21.4355 US\$/MWh, maior que o custo de oferta dessa unidade. A próxima unidade que deveria ser analisada (6, 7, 8 ou 9) na ordem crescente de custos, produziria uma tarifa de referência com um valor inferior ao custo de oferta de qualquer uma dessas unidades (todas têm o mesmo custo 31.5 US\$/MWh), portanto não é factível selecionar nenhuma unidade a mais para este mercado.

Para o mercado de reserva girante, a tarifa de referência do sistema continua sendo 21.4355 US\$/MWh, no processo de busca estabelecido pelo algoritmo. Todos os recursos (ofertantes diretos neste mercado e os ofertantes que não foram selecionados pelo mercado de reserva de regulação) devem estar ordenados em ordem crescente de acordo com seus custos. Pode-se observar que os recursos mais baratos desta lista ordenada são os recursos 6, 7, 8 e 9, com um custo de oferta de 31.5 US\$/MWh. Estas unidades ainda não estão incluídas no modelo do sistema de geração COPFT, e a inserção de qualquer uma delas (têm o mesmo custo de oferta) produzirá um novo valor para a tarifa de referência do sistema, menor que o custo de oferta destas unidades, razão está que inibe não só a seleção de qualquer recurso (o custo do resto de unidades ofertantes deste mercado é maior) para este mercado, como também, a mudança do valor da tarifa de referência do sistema.

No mercado de reserva não-girante, o valor da tarifa de referência continua sendo 21.4355 US\$/MWh, e, na lista ordenada dos recursos ofertantes neste mercado (ofertantes diretos e os ofertantes dos mercados de regulação e reserva girante), as unidades 1, 2, 3, 4 e 5 apresentam os custos de oferta mais baixos deste mercado (10.5 US\$/MWh), sendo menores do que o valor da tarifa de referência do sistema. Por esta razão, estas unidades são acrescentadas uma a uma no modelo de geração COPFT e todas elas são aceitas para integrar

a capacidade de reserva deste mercado, sendo a unidade 5 a última selecionada, gerando-se, portanto, uma nova tarifa de referência para o sistema cujo valor é de 15.4898 US\$/MWh. As demais unidades participantes neste mercado apresentam custos mais altos que esta tarifa, sendo, por conseguinte, rejeitadas para integrar a capacidade de reserva deste mercado.

No mercado de recomposição, os recursos ofertados (lista ordenada) apresentam um valor mínimo no custo de oferta de 21 US\$/MWh, superior à tarifa de referência do sistema; por conseguinte, nenhum recurso será aceito para fornecer capacidade de reserva neste mercado.

Para o caso do aumento de 11 (pu) nos custos de oferta, o mercado de reserva operativa comporta-se conforme mostrado nas Tabelas F.7, F.8, F.9, F.10, F.11 e F.12.

Tabela F.7 - Custos de Oferta nos Mercados de Reserva

Uni	MERCADO							
	Regulação		Girante		Não-girante		Recomposição	
	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)
20	40	22	40	44	40	22	40	110
21	50	22	50	44	50	22	50	110
22	60	22	60	44	60	22	60	110
1	4	44	4	110	4	11	4	55
2	5	44	5	110	5	11	5	55
3	3	44	3	110	3	11	3	55
4	6	44	6	110	6	11	6	55
5	7	44	7	110	7	11	7	55
6	10	33	10	55	10	33	10	22
7	9	33	9	55	9	33	9	22
8	8	33	8	55	8	33	8	22
9	7	33	7	55	7	33	7	22

Tabela F.8 - Mercado de Regulação

Tarifa de referência = 62.0518 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
21	50	22	50
22	60	0.0	40

Reserva Total            110 (MW)  
Custo Total                2420 (US\$)

Tabela F.9 - Mercado Girante

Tarifa de referência = 62.0518 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
21	50	44	0
22	40	0.0	0

Reserva Total            90 (MW)  
Custo Total                3960 (US\$)

Tabela F.10 - Mercado Não-Girante

Tarifa de referência = 21.3727 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
1	4	0.0	8
2	5	0.0	7
3	3	0.0	9
4	6	0.0	6
5	7	11.0	5

Reserva Total            25 (MW)  
Custo Total                275 (US\$)

Tabela F.11 - Mercado de Recomposição

Tarifa de referência = 21.3727 (US\$/MWh)
O algoritmo não seleciona nenhum recurso para este mercado

Tabela F.12 - Resultados Finais

Reserva Total do Sistema	225 (MW)
Custo Total da Reserva	6655 (US\$)

No mercado de reserva de regulação são aceitos só os recursos 22 e 21 com um custo de oferta de 22 US\$/MWh, valor este que representa o mínimo valor das ofertas. O último recurso selecionado é o 21, e seu preço constitui o custo de liquidação, ou MCP do mercado. Com este recurso gera-se a tarifa de referência da reserva operativa de 62.05175 US\$/MWh, representada pelo índice  $\Delta\text{LOLC}_c$ . A unidade 20 não é aceita neste mercado porque o valor que atingiria o  $\Delta\text{LOLC}_c$  (tarifa de referência) seria de 21.4355 US\$/MWh, menor que o custo de oferta desta unidade, que é de 22 US\$/MWh.

No mercado de reserva girante, o menor custo de oferta é de 22 US\$/MWh e está associado aos recursos 20, 21 e 22. Como já se sabe, o recurso 20 não pode ser escolhido porque o índice  $\Delta\text{LOLC}_c$  gerado com esta unidade é menor que seu custo de oferta. Portanto, os únicos recursos que podem ser aceitos são o 21 e 22, com um custo de oferta de 44 US\$/MWh, menor que a tarifa de referência do sistema. Estes dois recursos não modificam o LOLC do sistema, pois já foram acrescentados ao modelo de geração do sistema ao serem aceitos no mercado de regulação; sua capacidade disponível é usada para aumentar o montante de reserva, mas o grau de confiabilidade do sistema não é melhorado.

No mercado de reserva não-girante foram aceitos os recursos 1, 2, 3, 4 e 5, com um custo de oferta de 11 US\$/MWh. O último recurso selecionado foi o 5, e seu custo de oferta representa o custo de liquidação, ou MCP deste mercado. Também com esta unidade estabelece-se a nova tarifa de referência da reserva operativa do sistema de 21.3727 US\$/MWh

O mercado de recomposição não aceita nenhum recurso para o fornecimento de capacidade de reserva, pois seus custos de oferta serem maiores que a tarifa de referência vigente no mercado de reserva operativa do sistema.

# APÊNDICE G

## INCIDÊNCIA DO AUMENTO DO CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO NO CUSTO DO MONTANTE TOTAL DE RESERVA

Neste apêndice é mostrado o comportamento da função Custo do Montante Total da Reserva x Aumento do Custo Unitário de Interrupção para dois casos que sintetizam a região não-coerente com a tendência normal de variação desta função. Nessa região o custo da reserva em vez de aumentar tem uma queda em seu crescimento.

Isto pode ser mostrado no caso em que o aumento do custo unitário de interrupção passa de 4.5 para 5.0 (pu), pois nesse instante acontece uma mudança considerável no custo.

A Tabela G.1 mostra os ofertantes em cada mercado e seus custos; a Tabela G.2 mostra os recursos selecionados para o mercado de reserva de regulação; a Tabela G.3 mostra os recursos que foram selecionados no mercado da reserva girante; a Tabela G.4 mostra os recursos que foram selecionados para o de reserva não-girante; a Tabela G.5 mostra os recursos que foram selecionados para o mercado de reserva de recomposição; e a Tabela G.6 mostra o montante total de reserva operativa e seu custo associado, quando se aumenta o custo unitário de interrupção para 4.5 (pu):

Tabela G.1 - Custos de Oferta nos Mercados de Reserva

Uni	MERCADO							
	Regulação		Girante		Não-girante		Recomposição	
	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)	(MW)	(US\$/MW)
20	40	2.0	40	4.0	40	2.0	40	10.0
21	50	2.0	50	4.0	50	2.0	50	10.0
22	60	2.0	60	4.0	60	2.0	60	10.0
1	4	4.0	4	10.0	4	1.0	4	5.0
2	5	4.0	5	10.0	5	1.0	5	5.0
3	3	4.0	3	10.0	3	1.0	3	5.0
4	6	4.0	6	10.0	6	1.0	6	5.0
5	7	4.0	7	10.0	7	1.0	7	5.0
6	10	3.0	10	5.0	10	3.0	10	2.0
7	9	3.0	9	5.0	9	3.0	9	2.0
8	8	3.0	8	5.0	8	3.0	8	2.0
9	7	3.0	7	5.0	7	3.0	7	2.0

Tabela G.2 - Mercado de Regulação

Tarifa de referência = 44.1479 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	40	0.0	60
21	50	0.0	50
22	60	0.0	40
4	6	4.0	6
5	7	0.0	5
6	10	0.0	10
7	9	0.0	11
8	8	0.0	12
9	7	0.0	13

Reserva Total                    197 (MW)  
 Custo Total                      788 (US\$)

Tabela G.3 - Mercado de Reserva Girante

Tarifa de referência = 44.1479 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	40	0.0	20
21	50	0.0	0
22	40	0.0	0
4	6	10.0	0
5	5	0.0	0
6	10	0.0	0
7	9	0.0	2
8	8	0.0	4
9	7	0.0	6

Reserva Total            175 (MW)  
 Custo Total             1750 (US\$)

Tabela G.4 - Mercado de Reserva Não-Girante

Tarifa de referência = 2.6341 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	20	2.0	0
1	4	0.0	8
2	5	0.0	7
3	3	0.0	9

Reserva Total            32 (MW)  
 Custo Total             64 (US\$)

Tabela G.5 - Mercado de Recomposição

Tarifa de referência = 2.6341 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
7	2	2.0	0
8	4	0.0	0
9	6	0.0	0

Reserva Total            12 (MW)  
 Custo Total             24 (US\$)



Tabela G.6 - Resultados Finais

Reserva Total do Sistema	416 (MW)
Custo Total da Reserva	2626 (US\$)

Nas Tabelas G.7, G.8, G.8, G.9, G.10 e G.11 são mostrado o comportamento do mercado de reserva operativa quando se faz um aumento de 5.0 (pu) no custo unitário de interrupção:

Tabela G.7 - Mercado de Regulação

Tarifa de referência = 4.3214 (US\$/MWh)			
RECURSO ACEITO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	40	0.0	60
21	50	0.0	50
22	60	0.0	40
3	3	4.0	9
4	6	0.0	6
5	7	0.0	5
6	10	0.0	10
7	9	0.0	11
8	8	0.0	12
9	7	0.0	13

Reserva Total            200 (MW)  
Custo Total                800 (US\$)

Tabela G.8 - Mercado de Reserva Girante

Tarifa de referência = 4.3214 (US\$/MWh)			
RECURSO ACEITO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	40	4.0	20
21	50	0.0	0
22	40	0.0	0

Reserva Total            130 (MW)  
Custo Total                520 (US\$)

Tabela G.9 - Mercado de Reserva Não-Girante

Tarifa de referência = 2.9267 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
20	20	2.0	0
1	4	0.0	8
2	5	0.0	7
3	3	0.0	6
4	6	0.0	0
5	5	0.0	0

Reserva Total 43 (MW)

Custo Total 86 (US\$)

Tabela G.10 - Mercado de Reserva de Recomposição

Tarifa de referência = 2.9267 (US\$/MWh)			
RECURSO	CAPACIDADE ACEITA (MW)	MCP (US\$/MWh)	C. DISPONÍVEL (MW)
6	10	2.0	0
7	9	0.0	2
8	8	0.0	4
9	7	0.0	6

Reserva Total 34 (MW)

Custo Total 68 (US\$)

Tabela G.11 - Resultados Finais

Reserva Total do Sistema	407 (MW)
Custo Total da Reserva	1474 (US\$)

Como pode ser observado através desses resultados, o valor da tarifa de referência para o caso do aumento de 4.5 (pu) é de 44.1479 US\$/MWh, estabelecida pelo mercado de regulação. Já no caso do aumento de 5.5 (pu), a tarifa é de 4.3214 US\$/MWh. Esta mudança no valor da taxa de variação  $\Delta\text{LOLC}_c$  ou tarifa de referência do mercado acontece porque o valor do LOLC aumenta para o segundo caso, ocasionando, por conseguinte, o aumento também da taxa de variação o que permite a seleção de um número maior de recursos (o

recurso 3 entra na lista de aceitos) do que no caso do aumento de 4.5 (pu). Isto faz com que a tarifa de referência fique agora estabelecida num valor menor para o segundo caso e que sejam selecionados, por sua vez, um número menor de recursos, ou seja, menor capacidade de reserva será aceita e por esta razão seu custo será menor.

É importante esclarecer que, para este segundo caso, ou seja, para um aumento de 5.0 (pu), o LOLC no final do processo de busca continua sendo maior se comparado com o caso do aumento de 4.5 (pu). Porém economicamente, é mais vantajoso para o sistema assumir esse prejuízo em relação aos usuários do que aumentar a capacidade de reserva no sistema.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[A90] G. J. Anders, "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1990.

[ABCHJS63] L. T. Anstine, R. E. Burke, J. E. Casey, R. Holgate, R. S. John and H. G. Stewart, "Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-82. pp. 720 - 735, Oct. 1963.

[AC57] E. Leonard Arnoff and John C. Chambers, "Operations Research Determination of Generation Reserves", AIEE Trans., Vol. , pp. 316 - 328., 1957

[AI00] Eric H. Allen and Marija D. Ilic, "Reserve Markets for Power Systems Reliability", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems., Vol. PAS-15, No.1, pp. 228-233, February 2000.

[ALAB81] R. N. Allan, A. M. Leite de Silva, Abu-Nader, A. Burcher R. C., "Discrete Convolution in Power System Reliability", IEEE Trans., Vol. R-30, pp. 452-456, December 1981.

[AR89] R. N. Allan and J. Roman, "Reliability assessment of generating systems containing multiple hydro plant using simulation techniques", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 3 (1989), pp. 1074-1080.

[AT77] R. N. Allan, F. N. Tareddine, "Generator Maintenance Scheduling Using Simplified Frequency and Duration Reliability Criteria", Proc. IEE, Vol. 124, No. 10, October 1977.

[B34] Benner, P. E., "The Use of the Theory of Probability to Determine Spare Capacity", General Electric Review, No. 37, pp. 345-348, 1934.

[BA88] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/Lancaster (1988).

[BA96] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press. Second edition . 1996.

[BAG87] 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.

[BC88] Roy Billinton and Nurul A. Chowdhury, "Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 3, No. 4, pp.1479 - 1487, November 1988.

[BF94] Roy Billinton and M. Fotuhi-Firuzabad, "A Basic Framework for Generating System Operating Health Analysis", IEEE Trans. Power Syst., 9, (3), pp. 1610-1617, 1994.

[BG90] S. Burns, G. Gross, "Value of Service Reliability", IEEE Trans.Power Syst., 5 (1990) 825-834.

[BG91] R. Billinton and L. Gan, "Use of Monte Carlo simulation in teaching generating capacity adequacy assessment", IEEE Trans. Power Syst., Vol.6, No. 4 (1991), pp.1578-1583.

[BJ69] Billie E. Biggerstaff and Thomas M. Jackson, "The Markov Process as a Means of Determining Generating-Unit State Probabilities for Use in Spinning Reserve Application", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-88., No. 4, pp. 423 - 430, April 1969.

[BJ71] Roy Billinton and Adarsh V. Jain, "Unit Derrating Levels in Spinning Reserve Studies", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-90., No. 4, pp. 1677-1687, July/August 1971.

[BJ72a] Roy Billinton and Adarsh V. Jain, "The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units in Spinning Reserve Studies", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91., pp. 511-516, March/April 1972.

[BJ72b] Roy Billinton and Adarsh V. Jain, "Interconnected System Reserve Requirements", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91., pp. 517-525, March/April 1972.

[BJ73] Roy Billinton and Adarsh V. Jain, "Power System Spinning Reserve Determination in Multi System Configuration", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-92., pp. 433-441, 1973.

[BK92] Roy Billinton and E. Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems., 7, (1), pp. 65 - 72, 1992.

[BL92] R. Bullinton, W. Li, "A System State Transition Sampling Method for Composite System Adequacy Evaluation", IEEE Summer Meeting, paper 92SM426-7 PWRS, Seattle, 1992

[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 Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning", IEE Proc. C, 135 (1988) 81-87

[BS72] R. Billinton and C. Singh, "System Load Representation in Generating Capacity Reliability Studies, Part I - Model Formulation and Analysis", IEEE Transactions PAS-91 (1972), pp. 2125-2132.

[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 Trans., Vol. 66, pp. 1439-1450., 1947.

[C50] G. Calabrese, "Determination of Reserve Capacity by the Probability Method", AIEE Trans., Vol. 69, pp. 1681-1689., 1950.

[C67] R. P. Chambers, "Random-Number Generation on Digital Computers", IEEE Spectrum, Vol. 4, (Feb. 1967), pp. 48-56.

[CB90] K. Chu, R. Billinton, "A Generalized Probabilistic Cost of Service Allocation Approach for Generation and Transmission Facilities", IEEE Winter Meeting, Paper 90WM123-0PWRS, New York, 1990.

[CIGRE87] CIGRE Working Group 38.03, "Power System Reliability Analysis - Application Guide", CIGRE, Paris, 1987.

[CIGRE00] CIGRE Task Force 38-05-07, "Methods and Tools for Costing Ancillary Services", SC 38, Advisory Group 05, June 2000.

[CS86] Q. Chen and C. Singh, "Equivalent Load Method for Calculating Frequency and Duration Indices in Generating Capacity Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Syst., Vol. PWRS-1, No.1, pp. 101-107, 1986.

[D38] Dean, S. M., "Considerations Involved in Making System Investments for Improved Service Reliability", EEI Bulletin, No. 6, pp. 491-496, 1938.

[DGF96] J. G. Dalton, D. L. Garrison, C. M. Fallon, "Value-Based Reliability Transmission Planning", IEEE Trans. Power Syst., 11 (1996) 1400-1408.

[E78] J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley Ltd., 1978.

[E92] Eletrobrás, "Principais conclusões. Interpretação e Aplicações da Pesquisa sobre Custos de Interrupção", Relatório SCEL-GTAD-01/92 (1992).

[EPRI89] EPRI, "Customer Demand for Service Reliability", Report RP-2810 (1989).

[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.

[EPRI90] EPRI, Workshop Proceedings, "Power System Planning and Engineering - Research Needs and Priorities", Report EL-6503, 1990.

[FBA96] M. Fotuhi-Firuzabad, Roy Billinton and S. Aboreshaid, "Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis", IEE Proc., Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 4, pp. 337-343. July 1996.

[GMBK99] H. B. Gooi, D. P. Mendes, K. R. W. Bell and D. S. Kirschen, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-492, November 1999.

[H96] S. R. Huang, "Effectiveness of Optimum Stratified Sampling and Estimation in Monte Carlo Production Simulation", IEEE/PES Winter Meeting, Baltimore, MD. (1996), PAPER 96, WM 323-6 PWRS.

[HG99] S. Halilcevic and F. Gubina, "An On-Line Determination of the Ready Reserve Power", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1514-1519, November 1999.

[J87] R. Juseret, "Reliability Criteria Used in Various Countries", Electra CIGRÉ, No.11, Jan. 1987, pp. 67-101

[KB95] M. E. Khan and Roy Billinton, "Composite System Spinning Reserve Assessment in Interconnected Systems", IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 3, May 1995.

[KH96] B. Kirby, E. Hirst, "Ancillary-Service Costs for 12 U.S. Electric Utilities", Oak Ridge National Laboratory for the U. S. Department of Energy, March 1996



[L34] Lyman, W. J., "Fundamental Consideration in Preparing a Master System Plan", Electrical World, No. 101, pp. 788-792, 1933.

[L67] T. E. Dy Liacco, "The Adaptive Reliability Control Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, pp. 517-531, May 1967.

[LARLA00] Y. Liu, Z. Alaywan, M. Rothleder, S. Liu, M. Assadnam, "A Rational Buyer's Algorithm Used for Ancillary Service Procurement", IEEE PES Summer Meeting, USA, 2000.

[LBL89] M. Lin, A. Breipohl, F. Lee, "Comparison of Probabilistic Production Cost Simulation Methods", IEEE Trans, Power Syst., 4 (1989) 1362-1334.

[LCCRR75] L. G. Leffler, R. J. Chambliss, G. A. Cucchi, N. D. Reppen and R. J. Ringlee, "Operating Reserve and Generation Risk Analysis for the PJM Interconnection", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No.2, pp. 396-407, March/April 1975

[LCM92] A. M. Leite da Silva, J. Coelho, and A. C. G. Melo, "Uncertainties considerations in frequency and duration analysis for large hydrothermal generating systems", IEE Proc. C., 139 (1992), pp. 277-295.

[LL87] W. M. Lima e C. G. Lundqvist, "O Planejamento da Expansão do Sistema Gerador", Revista Brasileira de Engenharia. Caderno de Engenharia Elétrica. VOL. 4 No. 1, pp. 5-19, 1987.

[LMC91] A. M. Leite da Silva, A. C. G. Mello and S. H. F. Cunha, "Frequency and Method for Reliability Evaluation of Large-Scale Hydrothermal Generating Systems", IEE Proc. C., 138, pp. 94 - 102, 1991.

[LP85] K. W. Li, A. P., Priddy, "Power Plant System Design", John Wiley & Sons, New York, (1985).

[LPC88] A. M. Leite da Silva, F. A. F. Pazo Blanco and J. Coelho, "Discrete Convolution in Generating Capacity Reliability Evaluation - LOLE Calculations and Uncertainty Aspects", IEEE Trans. Power Syst., VOL. 3, No. 4, pp. 1616-1624, 1988.

[LPMM97] A. M. Leite da Silva, G. Pérez A., J. W. Marangon Lima and J. C. O. Mello, "Loss of Load Costs in Generation Capacity Reliability Evaluation", Electric Power Systems Research, 41, pp. 109-116, May 1997.

[M79] M. Munasinghe, "The Economics of power system reliability and planning", World Bank and John Hopkins Press, 1979.

[M86] A. C. G. de Melo, "Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração através do Método da Frequência e Duração", Dissertação de Mestrado PUC/RJ, Agosto 1986.

[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.

[ML97] J. W. Marangon Lima and A. M. Leite da Silva, "Spinning Reserve Requirements in a Competitive Environment", 5th PMAPS - Probability Methods Applied to Power Systems conference, Vancouver, BC, Canadá, pp. 431 - 438, Setembro/1997.

[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 planning", Int. Symp. on Electric Power Eng.-Stockholm-Sweden, Vol. Power Systems (1995), pp. 117-122

[MPL91] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", IEEE, Summer Meeting, San Diego, 1991

[MPL92a] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 2 (May 1992), pp. 469-476.

[MPL92b] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", IEEE Summer Meeting, paper 92SM425-9PWRS, Seattle, 1992

[MPL93] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. Leite da Silva, "A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 8, No. 3 (1993), pp. 1118-1124

[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.

[N77] R. A. F. Nunes, "Short-Term Reliability Evaluation of Power Systems", Ph.D. Thesis, University of Manchester, Institute of Science and Technology, UMIST, England, 1977.

[N95] E.G. Neudorf, et al., "Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability Two Utility Case Studies", IEEE Winter Meeting, Paper 95wm205-0 PWRS, New York, (1995).

[N99] Narayan S. Rau, "Assignment of Capability Obligation to Entities in Competitive Markets - the Concept of Reliability Equity", *IEEE Trans. Power Systems*. Vol. 14, No. 3, pp. 884-889, August 1999.

[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.

[NP72] P. L. Noferi and L. Paris, "Quantitative evaluation of power system reliability in planning studies", *IEEE Trans.* Vol. PAS-91, No. 2 (1972), pp. 611-618.

[NPS75] P. L. Noferi, L. Paris and L. Salvaderi, "Monte Carlo Methods For Power System Evaluation In Transmission Of Generating Planning", Proceedings 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Washington, 1975.

[ONS-BRASIL01] Brazilian-ISO, "Operational Standards - Generation Control under Normal Operation", in effect from 27 June 2001, available at [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) (in Portuguese).

[P70] Alton D. Patton, "Short-Term Reliability Calculation", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 4, pp. 509 - 514, April 1970.

[P72] A. D. Patton, "A Probability Method for Bulk Power System Security Assessment, I - Basic Concepts", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 91, pp. 54-61, January/February 1972.

[P96] G. Pérez A., "Determinação do Valor da Confiabilidade em sistemas de Geração", Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, Fevereiro 1996.

[P97] J. I. Pérez A., "Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração Utilizando Custos de Interrupção", Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, Abril 1997.

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

[PBB88] A. D. Patton, J. H. Blackstone and N. J. Balu, "A Monte Carlo simulation approach to the reliability modeling of generating systems recognizing operating considerations", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3 (1988), pp. 1174-1180.

[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.

[PMOP92] M. V. F. Pereira, M. E. P. Maceira, G. C. Oliveira and L. M. V. G. Pinto, "Combining Analytical Models and Monte Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 7, No. 1, (Feb. 1992), pp. 265-272.

[PROSD78] PROSD Working Group, IEEE PES APM Subcommittee, "Reliability Indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation", IEEE Trans., PAS-97, No. 4, pp.1097-1103, 1978.

[PVSM02] R.B. Prada, C.J. Velasco, L.X. da Silva, A.C.G. Melo, "Provision of Generation Reserves as an Ancillary Service in the Brazilian System", 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla, pp. 1 - 7, Session 43, June 2002.

[R81] Rubinstein, R. Y., "Simulation and the Monte Carlo Method", John Wiley and Sons, New York, 1981.

[R92] A. de Mattos Rei, "Metodologias para Estabelecimento da Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro - PUC/RJ, Abril 1992

[RB69] R. J. Ringlee and A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations - Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model", IEEE Transactions PAS-88 (1969), pp. 375-388.

[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 and A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations - Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model", IEEE Transactions PAS-88 (1969), pp. 375-388.

[S51] H. T. Strandrud, "Determination of Generator Stand-by Reserve Requirements", AIEE Trans., Vol. 70, pp. 179-188., 1951.

[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., 1983)

[S92] Anthony M. Smith, "Reliability-Centered Maintenance", Mc Graw Hill. July 1992.

[SB77] Singh, C. and Billinton R., "System Reliability Modeling and Evaluation", Hutchinson, London (1977).

[SB94] Shams N. Siddiqi and Martin L. Baughman, "Reliability Differentiated Pricing of Spinning Reserve", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, pp. 1-8, 1994.

[SB95] A. Sankar Krishnan, 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, No. 6, pp. 1485-1492 (1991)

[SC89] C. Singh and Q. Chen, "Generation System Reliability Evaluation Using a Cluster Based Load Model", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 4, No. 1 (1989), pp. 102-107.

[T63] Tocher, K. D., "The Art of Simulation", The English Universities Press, London, (1963).

[V84] Vieira Filho, Xisto, "Operação de Sistemas Potência com controle automático de geração", Rio de Janeiro. Campus Eletrobrás, 1984

[W82] W. G. Wood, "Spinning Reserve Constrained Economic Dispatch", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems., Vol. PAS-101, pp. 381-388, 1982.

[WB89] G. Wacker and R. Billinton, "Customer Cost of Electric Service Interruptions", IEEE Trans. Power Syst., 8 (1993), pp. 628-635.

[WB91] L. Wenyuan, R. Billinton, "Effects of Bus Load Uncertainty and Correlation in Composite System Adequacy Evaluation", IEEE Winter Meeting, New York, 1991

[WBW83] E. Wojczynski, R. Billinton and G. Wacker, "Interruption Cost Methodology and Results - A Canadian Commercial and Small Industry Survey", IEEE Transactions PAS-103, pp. 437-444, 1983.

[WE91] Lu Wang and J. Endrenyi, "Reliability Techniques in Large Electric Power Systems", Ontario Hydro Research Division. Toronto, Ontario, Canada. Published by Academic Press, Inc. 1991.

[WM94] X. Wang, J. R. McDonald, "Modern Power System Planning", McGrawhill 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.

[WW96] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation. Operation and Controle", Wiley Interscience, Second Edition. 1996.

[WWB80] Wacker, G., Wojczynski, E. and Billinton, R., "Cost/Benefit Considerations In Providing and Adequate Electric Energy Supply", Third International Symposium on Large Engineering Systems, July 10-11, (1980). St. John's, Newfoundland, pp. 3-8.

[WWB83] G. Wacker, E. Wojczynski and R. Billinton, "Interruption Cost Methodology and Results - A Canadian Residential Survey", IEEE Transactions PAS-102, No. 10, pp. 3385-3392, Oct. 1983.

[ZMC96] K. N. Zadeh, R. C. Meyer and G. Cauley, "Practices and New Concepts in Power System Control", IEEE Trans on PWRS, Vol. 11, No. 1, pp. 3-10, Fev. 1996.