

**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação**

**Sistema de Apoio à Decisão Para o Planejamento da Operação Energética de
Sistemas de Energia Elétrica**

por
Cássio Dener Noronha Vinhal

Tese apresentada como requisito para obtenção
do título de Doutor em Engenharia Elétrica.
Programa de Pós Graduação da Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação.
Universidade Estadual de Campinas.
Orientador: Prof. Secundino Soares Filho

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Cássio Dener Noronha</u> <u>Vinhal</u> e aprovada pela Comissão Julgada em <u>15 / 12 / 98</u> <u>Secundino Soares F</u> Orientador

**CAMPINAS
1998**



9904013

UNIDADE	BC		
N.º CHAMADA:			
V.	Es.		
TOMBO BC/	36498		
PREC.	229/99		
G	<input type="checkbox"/>	D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00		
DATA	05/02/99		
N.º CPD			

CM-00120716-2

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

V759s

Vinhal, Cássio Dener Noronha

Sistema de apoio à decisão para o planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica. / Cássio Dener Noronha Vinhal.--Campinas, SP: [s.n.], 1998.

Orientador: Secundino Soares Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Planejamento. 2. Otimização matemática. 3. Sistemas de suporte de decisão. 4. Simulação (Computadores). I. Soares Filho, Secundino. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Aos meus familiares, aos quais devo a compreensão, o incentivo, o amor... Com eles aprendi a ouvir a canção das coisas da vida e a ser um amante do destino humano: -mãe, pai, “Jan” e minha querida avó Manoela, *parce que moi je rêve, moi je ne le suis pas...*

Ao amigo do peito Gelson, pelo companheirismo durante toda essa trajetória, pela paciência nos momentos difíceis...

Agradecimentos

Felizmente são muitos aqueles a quem tenho o prazer de agradecer. Primeiramente ao Professor Secundino Soares pela orientação, amizade e a oportunidade de trabalharmos juntos. Ao pessoal do “Projeto Fapesp” e “Densis” com os quais tenho convivido ou convivi durante todos estes anos e que considero *peessoas* realmente muito especiais. Particularmente aos “amigos do peito” Aninha, Vítor e Márcia, mais que especiais, irmãos.

Gostaria também de agradecer a apreciação técnica anônima prestada por parte da assessoria científica da Fapesp, cujas observações foram bastante úteis e motivadoras. Finalmente à Fapesp, à Capes e ao CNPQ pelo apoio financeiro.

Sumário

Resumo	vi
Abstract	vii
Capítulo 1: Introdução	01
1.1: Planejamento Energético da Operação e Sistemas de Informação	03
Capítulo 2: A Tomada de Decisão	05
2.1: A Solução de Um Problema	06
2.1.1: Classif. Para os Problemas de Decisão	06
2.1.2: A Fase de Modelagem	08
2.1.3: A Fase de Escolha	10
2.2: Conceito de Sistemas de Apoio a Decisão (SAD)	11
2.2.1: Gerenciamento de Dados	12
2.2.2: Gerenciamento de Modelos	13
2.2.3: Gerenciamento de Interface/Diálogo	15
2.2.4: Gerenciamento de Conhecimento	17
Capítulo 3: Representação dos Sistemas Hidrotérmicos de Geração	19
3.1: Hidrogeração	20
3.1.1: Função de Geração	22
3.2: Termogeração	25
Capítulo 4: Modelagem do Problema de Planejamento da Operação Energética	27
4.1: Formulação Geral do Problema	30
4.2: Despacho Econômico Termoelétrico (DET)	31
4.3: Formulação para o Problema Hidráulico	35
4.3.1: Formulação Estocástica	37
4.4: Acoplamento entre os Planejamentos de Médio e Longo Prazos	40
4.5: Modelos de Previsão de Vazões	42

Capítulo 5: SAPE: Sistema de Apoio ao Planejamento Energético	44
5.1: Modelo Conceitual do Sistema	44
5.1.1: Gerenciamento de Dados	45
5.1.2: Independência Funcional	46
5.1.3: Interface Homem-Máquina	46
5.1.2: Implementação	47
5.2: Planejamento a Médio Prazo: Estudos de Caso	48
5.2.1: Estado Final Fixado	48
5.2.2: Custo Futuro Esperado	54
5.3: Planejamento de Longo Prazo: ME Clássico, Estudo de Caso	56
5.4: Estudos de Varredura e a Obtenção de RORs Não Uniformes	59
Capítulo 6: Simulação a Usinas Individualizadas (SUI)	64
6.1: SUI com MTDs Baseadas no Modelo Equivalente	65
6.2: SUI com MTDs Baseadas na Otimização com o POSH	68
6.3: Estudo de Caso com o SUI	69
6.4: Estudo de Caso: Energia Firme e Secundária de um Sistema	72
Capítulo 7: Conclusões	76
Apêndice A: Estudo de Caso com o DET	79
Apêndice B: Requisitos e Detalhes de Implementação	83
Bibliografia:	90

Resumo

Este trabalho apresenta um Sistema Computacional que fornece suporte à tomada de decisões a médio e longo prazos no planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica. O planejamento da operação energética é um problema de tomada de decisão bastante complexo e não estruturado em sua natureza, mas o problema tem sido resolvido satisfatoriamente através de modelos de otimização bem estruturados. De modo a contemplar os aspectos não estruturados da tomada de decisão, tais modelos de otimização específicos são geralmente vinculados a modelos de simulação a usinas individualizadas que permitem a análise quantitativa e qualitativa das decisões geradas. Sistemas de Apoio à Decisão proporcionam ambientes computacionais adequados e bastante confortáveis para tais análises, contemplando os aspectos já estruturados e fornecendo *insights* sobre aqueles aspectos ainda não estruturados do problema. Tais *insights* permitem uma reavaliação das considerações feitas durante a construção dos modelos de otimização e simulação e o aperfeiçoamento dos mesmos visando a melhoria da qualidade das decisões geradas.

Abstract

This work presents a computer based information system which supports the mid and long term planning of hydrothermal generation systems. This decision making problem is generally very complex and non structured by nature but it has been solved using well structured optimization techniques. Non structured decision making aspects are often studied into the scope of a discrete generation units simulation model, where specific optimization models are attached. This approach permits an effective quantitative and qualitative analysis of produced decisions. Decision Support Systems are very comfortable computer based information systems. They permit the analysis of structured aspects and acquisition of insights on non structured aspects of the problem being modeled. The insights enable a reevaluation of considerations made during the building of optimization and simulation models, leading to better models and decisions.

Capítulo 1

Introdução

Planejar significa estabelecer metas, políticas e métodos para um sistema econômico e social. O planejamento eficiente deve se preocupar com o gerenciamento e alocação dos recursos de um sistema bem como com o crescimento do sistema. Um sistema mal gerenciado resulta em desperdício, altos custos e em um crescimento desorganizado que faz surgir realidades bizarras e danosas para a humanidade: ambientes hostis, clima ruim, poluição, pobreza, marginalidade, etc.

O planejamento não visa produzir uma realidade com efeitos sociológicos. É a realidade sociológica quem deve produzir efeitos no planejamento. O objetivo é fazer um estudo equilibrado obtendo-se uma utilização mais econômica e racional dos recursos, considerando como fatores os **benefícios sociais, ecológicos e o encurtamento dos processos de decisão**. Entretanto um estudo equilibrado só é possível em um campo democrático onde os conflitos institucionais diversos possam ser debatidos.

Deixando o geral e tomando o caso específico do Planejamento Energético da Expansão e da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Geração os objetivos são em tese os mesmos. Uma primeira análise entretanto deixa a impressão de que o planejamento energético se preocupa muito mais com a utilização econômica dos recursos. Mais especificamente com a minimização dos custos operacionais associados, do que com a racionalidade da utilização dos mesmos. O grau varia de país para país e dentro de um mesmo país até mesmo de região para região. No Brasil, a elaboração dos Planos Nacionais de Energia Elétrica têm início com a realização de “Seminários Temáticos” patrocinados e coordenados pelas concessionárias de energia elétrica, de forma a assegurar maior aproximação com as lideranças e entidades locais interessados no planejamento [31].

Atualmente a maioria dos países conjugam geração hidráulica e térmica de energia elétrica configurando sistemas hidrotérmicos. A predominância de um ou outro tipo de geração varia de acordo com a disponibilidade econômica dos recursos. O sistema de geração de energia elétrica brasileiro é predominantemente hidroelétrico.

No Brasil a energia elétrica chegou cedo, em 1879. Apesar disso e do grande potencial em recursos hídricos, a pouca informação aliada a interesses pouco patrióticos só veio permitir o

investimento maciço na expansão da capacidade instalada a partir dos anos 60, quando os interesses da industrialização somaram forças com aqueles da modernização [30].

O Brasil possui hoje dois sistemas interligados, o Sul/Sudeste e o Norte/Nordeste, além de alguns sistemas isolados. A região Sudeste consome 61% da energia elétrica produzida no país. O crescimento da demanda é desigual tanto por setor econômico quanto por área geográfica [21].

Crítérios são observados durante o planejamento energético de modo a atender aos requisitos de mercado, assegurando uma qualidade de serviço satisfatório a um custo mínimo [20]. Mas, devido a fatores aleatórios associados às capacidades de produção e às oscilações de mercado é impossível a garantia total de atendimento. Portanto os critérios utilizados admitem uma margem de risco de não atendimento do mercado previsto (risco de *deficit*).

Geralmente de modo a atender a um acréscimo de mercado no sistema duas possibilidades são avaliadas:

- 1- aumento dos custos operativos (geração térmica e *deficit*);
- 2- incorporação (a mais econômica possível) de novas unidades de geração.

Em um sistema hidrotérmico, o risco de *deficit* pode ser associado com a insuficiência de vazões afluentes ou com a indisponibilidade devida à manutenção programada ou forçada (falhas de equipamento).

O Planejamento da Expansão cuida da ampliação do parque de geração hidroelétrico e termoelétrico e deve considerar custos e condições técnicas, econômicas e sociais, frente ao benefício para a operação do sistema como um todo no futuro. O problema é que os interesses diversos envolvidos na maioria das vezes não chegam a ser adequadamente debatidos e pesados, por pouca informação ou porque os processos de análise criados não o permitem.

O Planejamento da Operação objetiva a obtenção de uma política de decisão ótima, econômica e “confiável” que atenda a uma demanda de energia, minimizando custos operacionais, geralmente associados ao custo do combustível utilizado nas usinas térmicas. As metodologias na área são diversas e se utilizam de modelos de otimização e simulação para representação e análise. O tipo de metodologia adotada dependerá das características do sistema de geração, da disponibilidade dos recursos, etc. O presente trabalho tem por objetivo dar suporte à decisão no escopo do Planejamento Energético da Operação.

1.1 Planejamento Energético da Operação e Sistemas de Informação

O SAD aqui apresentado torna mais fácil o trabalho com modelos físicos de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica pois permite a especificação de forma amigável dos objetos (usinas hidro e termoelétricas) que compõem o sistema, criando elos entre a representação gráfica na tela e as informações topológicas inerentes ao sistema. Os dados são manualmente ou automaticamente associados a estes objetos. Algoritmos, técnicas de otimização são então escolhidos e aplicados. Assim, políticas de decisão são obtidas e analisadas.

O encurtamento dos processos de decisão ocorre naturalmente devido ao trabalho neste ambiente que proporciona a obtenção e comparação de diversas políticas de decisão, a integração dos modelos e o acesso à informação de forma clara e eficiente. O usuário do sistema ou tomador de decisões é o pessoal encarregado das tarefas de planejamento dentro do Setor Elétrico Brasileiro. Entretanto o sistema tem sido usado muito mais em âmbito acadêmico, uma vez que ele permite uma melhor estruturação do problema e a obtenção de modelos mais próximos da realidade. O sistema computacional leva o nome de SAPE (Sistema de Apoio ao Planejamento Energético).

Os SADs são criticados freqüentemente no sentido de que “não existe uma teoria” na área. Entretanto, existem estruturas conceituais e modelos mentais utilizados por profissionais da área para orientar suas ações. A crítica torna-se inócua quando se observa os sistemas úteis desenvolvidos com o auxílio de estruturas conceituais. No Capítulo 2 procuraremos mostrar uma estrutura conceitual, bem como uma metodologia para que se classifique e justifique o uso de SADs bem como metodologias de implementação geralmente utilizadas.

No Capítulo 3, discute-se a Produção de Energia Elétrica e é feita uma introdução a certos termos e conceitos que serão utilizados no Capítulo 4 onde é discutido o Planejamento Energético da Operação e as diversas abordagens de modelagem. No Capítulo 5 é apresentado o sistema computacional desenvolvido juntamente com vários estudos de caso. Os estudos de caso são apresentados de modo a ilustrar o trabalho com os modelos dentro do ambiente SAPE, tornando também mais clara a formulação matemática envolvida.

No Capítulo 6 é apresentado o SUI (Simulador a Usinas Individualizadas) utilizado no SAPE. Também são efetuados estudos de caso que comprovam a grande utilidade do SAPE na comparação de metodologias e na avaliação das energias firme e secundária do sistema.

Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas algumas conclusões importantes sobre o projeto e seu andamento.

Capítulo 2

A Tomada de Decisão

Com o advento do computador e todo o aparato eletrônico dos últimos anos, a humanidade começou a vislumbrar uma nova maneira de viver. Vivemos a era da informação. A troca de informações nunca foi tão eficiente tanto do ponto de vista da velocidade, quanto da interação com os veículos de troca. Segundo Simon [1], nós estamos vivendo a terceira revolução da informação. A primeira coincidiu com a invenção da escrita e a Segunda com a invenção da imprensa. A terceira revolução apresenta as seguintes características:

1. Inovações tecnológicas e processamento da informação;
2. Crescimento acentuado de grupos e organizações em número, tamanho e complexidade;
3. Sistemas de processamento da informação que unam fatores humanos aos da máquina.

Acredita-se que as inovações tecnológicas vão mudar a maneira pela qual o planejamento nas organizações é feito. O potencial dessas tecnologias já está causando grande impacto na efetividade da tomada de decisões.

O computador difere dos demais veículos pelo fato de transformar a informação além de armazená-la e exibí-la. Essa propriedade assume um significado especial, quando observamos que o processo de pensar humano envolve a transformação de informação. Como resultado o computador tem se tornado parceiro cada vez mais freqüente na tomada de decisão, auxiliando no trabalho com modelos quantitativos e qualitativos.

O apoio à tomada de decisão se tornou uma área multi-disciplinar que envolve as áreas de Teoria de Decisão (problemas de cunho gerencial e organizacional), Pesquisa Operacional (modelagem matemática) e Ciência da Computação, entre outras.

Este capítulo objetiva introduzir alguns fundamentos do processo de Tomada de Decisão. Dentro desse processo é proposto uma estrutura de classificação que permite encontrar o tipo de suporte computacional adequado a um determinado problema. Também é mostrado e discutido um esboço conceitual bem como ferramentas para desenvolvimento de SADs.

2.1 A Solução de um Problema

Durante o processo de solução de um problema são seguidos passos que podem ser esquematizados na seguinte ordem:

1. Definição do problema;
2. Classificação do problema em categorias padrão;
3. Construção de um modelo que descreva o problema real;
4. Encontrar as soluções em potencial para o problema modelado e avaliação das mesmas;
5. Escolha de uma solução para o problema;

A seqüência destes passos culmina com uma tomada de decisão.

Segundo Simon [1] esta seqüência pode ser resumida em três fases mais amplas: **Inteligência** (1 e 2), **Elaboração** (3 e 4) e **Escolha** (5). Mais tarde anexou-se uma fase de **Implementação** da solução encontrada.

Na verdade, o processo de modelagem começa na fase de **Inteligência** mas é na fase de **Elaboração** que o modelo é efetivamente construído, o que é feito como pode ser visto a seguir, através de uma simplificação do problema real (abstração). Passa-se então a uma fase de validação dos resultados do modelo, seguida de uma escolha e implementação da melhor solução.

Esse processo pode ser adaptativo, ou seja, pode ser feita uma avaliação após a implementação das soluções de modo a se determinar desvios. Neste caso, uma estratégia corretiva pode ser adotada. Atualmente não é suficiente encontrar modelos fixos para problemas. O sistema computacional deve ser flexível o bastante para permitir mudanças sustentáveis, utilizando a realimentação proveniente da avaliação dos desvios.

2.1.1 Classificação para Problemas de Decisão

Dentro da fase de **Inteligência**, definido o problema, é necessário classificá-lo. Uma estrutura de classificação clássica, proposta por Gorry e Scott-Morton [3], combina a classificação baseada em **grades de tempo** proposta por Anthony [2] com uma classificação baseada no **grau de estruturação** dos problemas de decisão proposta por Simon [1]. Simon classifica os problemas em dois tipos: **estruturados e não-estruturados**.

Em um **processo estruturado** os procedimentos para obtenção da melhor solução (ou a mais razoável) são conhecidos e os objetivos são bem definidos. Os problemas ocorrem de forma rotineira e repetitiva. Processos estruturados facilitam a construção de modelos de otimização e a utilização de recursos de processamento de dados.

Nos **processos não-estruturados**, a solução é obtida na maioria das vezes através da criatividade e pensamento abstrato. Exemplos típicos de problemas não-estruturados são a escolha de novos serviços a serem prestados, nomeação de executivos e escolha de uma nova linha de investimentos e pesquisa.

No caso dos **processos semi-estruturados**, temos uma combinação das características dos anteriores. Neste caso os procedimentos de solução rotineiros e o julgamento pessoal estão interrelacionados. A qualidade da decisão é melhorada com a melhoria das informações e o aumento do número de soluções possíveis.

Os problemas do mundo real são por natureza não-estruturados. Porém eles podem ser aproximados (por meio da abstração) em problemas semi-estruturados ou mesmo estruturados, onde podem existir metas conflitantes ou seja, não se pode otimizar uma meta sem prejudicar outras.

A classificação de Anthony se utiliza de uma divisão em grades de tempo para obtenção dos tipos de controle. Embora os horizontes envolvidos dependam de vários fatores é feita uma divisão em:

1. O **Planejamento Estratégico** envolve as políticas de longo termo (um ou mais anos). A informação é geralmente agregada e o problema é caracterizado por um alto grau de incerteza com relação ao futuro;
2. O **Planejamento Tático ou Controle Gerencial** envolve a utilização eficiente de recursos, o horizonte de tempo é mais curto (alguns meses a 1 ano). Existe uma menor incerteza;
3. O **Controle Operacional** envolve uma distribuição eficiente e efetiva dos recursos da forma prevista no Planejamento Tático. Os horizontes de tempo se resumem a dias ou mesmo horas e o nível de incerteza é baixo. As informações necessitam ser extremamente detalhadas revelando detalhes específicos do problema.

Desse modo podemos, com base nos itens discutidos anteriormente, classificar o tipo de suporte necessário a um determinado problema.

Observando com atenção a Tabela 2.1 [4] notamos que: a maioria dos problemas de nível operacional são estruturados e, os problemas de planejamento estratégico e tático por sua vez tendem em sua maioria à não-estruturação. Entretanto, mesmo a nível operacional existem tarefas altamente não-estruturadas e difíceis de programar, o melhor suporte talvez seja um Sistema Especialista (SE). Sistema este que modele o conhecimento de um ou mais especialistas, sob a forma de regras por exemplo, permitindo que um modelo de inferência, quando da ocorrência de eventos obtenha soluções para o problema.

	Operacional	Gerencial	Estratégico	Tipo de Suporte
Estruturado	1- Contas a Receber e Ordens de Compra	2- Análise de Orçamento	3- Planejamento de um Sistema de Distribuição	Modelos Matemáticos, Processamento de Transações
Semi-estruturado	4- Escalonamento de Produção	5- Análise de Crédito	6- Construção de Nova Fábrica e Produção de Novo Produto	SAD
Não-estruturado	7- Compra de Software	8- Recrutamento e Seleção de Pessoal	9- Investimentos em Pesquisa e Tecnologia, Planejamento Social	SAD, SE

Tabela 2.1 - Decisão x Controle = Suporte Necessário

Notamos também que os SADs são propostos como suporte a solução de problemas semi-estruturados ou não-estruturados em todos os níveis da cadeia de planejamento, ou seja, operacional, gerencial e estratégico, sempre que o julgamento humano se torne necessário.

2.1.2 A Fase de Elaboração

Um modelo é uma representação simplificada ou abstração da realidade. Ele é simplificado porque geralmente a realidade é muito complexa para ser copiada ou porque certos aspectos são irrelevantes para a solução de um problema específico.

Os modelos, de acordo com o grau de abstração, podem ser classificados em:

- 1. Modelos de Escala:** É uma réplica física do sistema e o menos abstrato. Pode ser em duas dimensões (fotografias) ou três dimensões (aeromodelos, automodelos, etc).
- 2. Modelos Analógicos:** Um modelo analógico não se parece com o sistema físico mas se comporta como ele. É mais abstrato que os modelos de escala e é uma representação simbólica da realidade. Pode ser um diagrama de fluxo, um mapa geográfico, um termômetro, etc.
- 3. Modelos Simbólicos:** Quando a realidade é representada de forma simbólica ou através de relacionamentos qualitativos (modelos de lógica simbólica).

4. Modelos Quantitativos: A complexidade muitas vezes não pode ser representada por modelos de escala ou analógicos, ou tal representação pode ser cara. Modelos mais abstratos podem então ser feitos com o uso da matemática. Estes modelos são quantitativos (modelos de otimização e simulação).

Geralmente os modelos, sejam eles quantitativos ou qualitativos, são compostos de três tipos básicos de variáveis cujos relacionamentos são expressos matematicamente ou de forma simbólica e qualitativa (veja Figura 2.1). Os tipos básicos de variáveis são:

1. Variáveis de Estado: Refletem o grau de efetividade do sistema, ou seja, quão bem o sistema se atém às suas metas. São variáveis dependentes;

2. Variáveis de Controle: Descrevem os cursos alternativos de ação. São variáveis independentes e os valores delas são determinados por um tomador de decisão. O objetivo de um SAD é determinar o melhor curso de ação ou o mais razoável possível. Em problemas semi-estruturados e não-estruturados, o processo de decisão é mais difícil de se automatizar pois o número de variáveis de decisão tende a aumentar consideravelmente;

3. Variáveis Não-Controláveis (Perturbações): Em toda situação de decisão existem fatores que afetam as variáveis de resultado mas não são controláveis pelo tomador de decisão. São parâmetros fixos, certos limites operacionais, ou variáveis de natureza estocástica como demandas, quantidade de chuva, etc. Estas variáveis são incontroláveis pois seus valores emanam do ambiente em cujo contexto está inserido o sistema modelado.

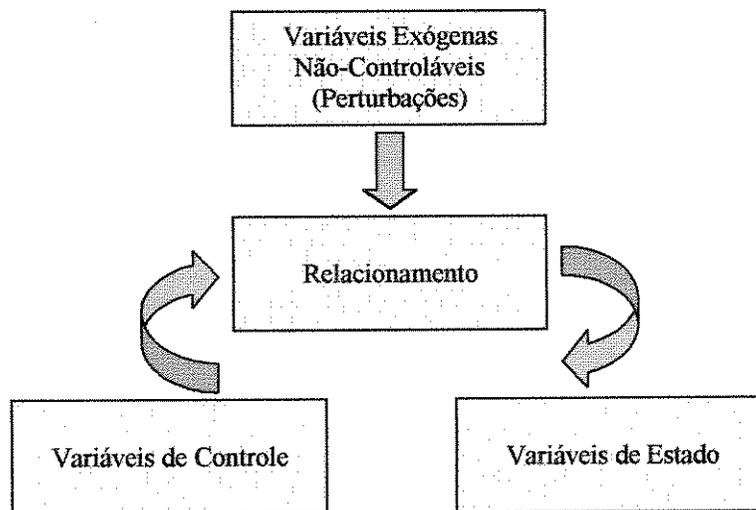


Figura 2.1 Estrutura Geral de um Modelo

A teoria clássica de tomada de decisão também assume que as decisões são tomadas sob três condições: **certeza**, **incerteza** e **risco**. Entre os limites de certeza e incerteza estão as condições de risco, onde as variáveis de ambiente do sistema são conhecidas através de funções de probabilidade. Muitas decisões são tomadas sob risco. Nesta condição a experiência e a sensibilidade do problema são muito importantes.

Em situações de risco, modelos de previsão geralmente são utilizados para determinar o valor de variáveis em instantes futuros. Exemplos conhecidos são os modelos de séries temporais onde situações que ocorreram no passado servem de base para se fazer uma previsão para o futuro.

2.1.3 A Fase de Escolha

A avaliação das alternativas vai depender do critério que se deseja utilizar. Para muitos problemas estruturados o processo para se chegar a melhor solução é bem conhecido e modelável matematicamente através de modelos **Normativos** ou **Descritivos**:

1.Modelos Normativos: a alternativa escolhida é a melhor. É um processo conhecido como otimização. É necessário provar se a solução é realmente a melhor ou o quão ela é razoável (sub-otimalidade). Existem várias abordagens: Programação Linear, Não Linear, Dinâmica, Inteira, etc.

2.Modelos Descritivos: a alternativa escolhida é sempre razoável e mede a performance do sistema para um dado conjunto de alternativas. São investigadas as conseqüências de vários cursos de ação sob diferentes cenários e processos. Também existem várias abordagens: Simuladores, Análise Markoviana, etc.

A Busca da Solução

Para que uma escolha seja feita é necessário uma busca. São estabelecidas metas que são procuradas em um espaço de soluções através de técnicas analíticas e algoritmos.

As técnicas **Analíticas**, normalmente utilizadas por modelos normativos, visam buscar uma solução ótima através do uso de fórmulas matemáticas, principalmente em problemas bem estruturados. Em problemas mais complexos alguma heurística pode ser utilizada conjuntamente de modo a evitar desperdício de tempo e esforço computacional.

Algoritmos podem ser utilizados pelas técnicas analíticas de modo a aumentar a eficiência. Soluções são geradas e testadas até que não possam mais ser melhoradas.

Uma **busca cega** pode ser feita através de enumeração completa, onde todas as alternativas são consideradas; ou incompleta, onde a busca é feita até que uma solução razoável seja encontrada. Buscas cegas não são aconselháveis em problemas complexos.

Em uma **busca heurística**, informações especiais são utilizadas para conduzir a busca (informação heurística). Regras de decisão são utilizadas e levantadas através de estudos rigorosos do problema, muitas vezes através de experimentação.

Finalmente, quando Simon [1] diz que a maioria das decisões humanas são apenas satisfatórias ou boas o bastante isto é devido ao chamado limite de racionalização. Nunca uma abstração corresponde a uma realidade. Na verdade, a melhor solução não existe ou, melhor dizendo, ela existe dentro de um espaço de soluções onde a representação utilizada é sempre limitada em comparação com a realidade.

2.2 O Conceito de Sistema de Apoio a Decisão

Os conceitos de SAD começaram a ser trabalhados a partir de 1970. As definições foram se modificando com o passar do tempo e com os novos conceitos e técnicas. Atualmente uma definição prática seria, segundo Turban [4]:

“Um SAD é um sistema computacional iterativo, flexível e adaptável, especialmente desenvolvido para auxiliar na solução de um problema particular de planejamento e melhorar o processo de tomada de decisão. São utilizados Gerenciadores de Bancos de Dados, Gerenciadores de Modelos e Interfaces Amigáveis de modo a provocar ‘insights’ no tomador de decisões. Uma base de conhecimento também pode ser incluída.”

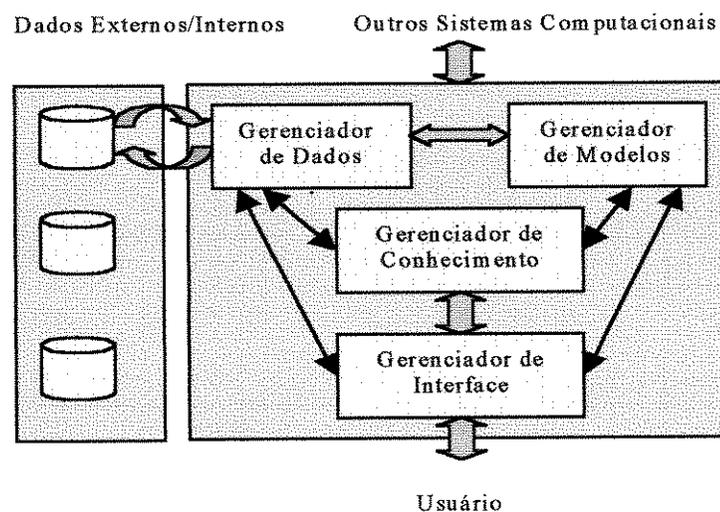


Figura 2.2 Estrutura Conceitual de um SAD

Assim, um SAD geralmente é composto dos seguintes elementos:

1. Gerenciamento de Dados. Os dados relevantes ao problema são modelados, extraídos, armazenados, gerenciados e até mesmo processados (em um banco de dados) através de um Gerenciador de Banco de Dados;

2. Gerenciamento de Modelos. Modelos quantitativos e qualitativos são armazenados (em um banco de modelos) e gerenciados por um Gerenciador de Modelos;

3. Gerenciamento de Interface. O usuário interage com o SAD utilizando linguagem natural ou visual através de um Gerenciador de Interface;

4. Gerenciamento de Conhecimento. O conhecimento é necessário à construção e entendimento dos modelos e à interpretação dos resultados os quais são armazenados e gerenciados.

Não existe na literatura um consenso do que seria um SAD. Entretanto existe um conjunto de características ideais que aqui são resumidas:

1. Um SAD deve servir de apoio ao processo decisório principalmente em processos semi-estruturados e não-estruturados, onde estão casados o julgamento humano com as informações computacionais provenientes dos modelos (o julgamento humano nunca é substituído);

2. O suporte deve ser estendido a todos os níveis de uma cadeia de planejamento, ajudando na integração entre os níveis;

3. O suporte deve ser estendido tanto a indivíduos (decisão independente) quanto a grupos (decisão interdependente). Muitos problemas organizacionais envolvem decisões em grupo;

4. Um SAD deve englobar todos os níveis do processo decisório, ou seja, análise do problema, modelagem, escolha e implementação;

5. Um SAD deve suportar vários tipos de processos de tomada de decisão e estilos;

6. Um SAD deve ser adaptativo;

7. Um SAD deve ser fácil de manipular (flexibilidade conversacional);

8. Um SAD deve visar a efetividade na tomada de decisão e não a eficiência;

9. O tomador de decisão deve aprender com o uso do SAD, e esse aprendizado deve gerar novas demandas com relação ao seu uso (adaptabilidade);

10. Um SAD deve ser fácil de construir e de fácil manutenção;

11. Um SAD avançado é equipado com uma base de conhecimento e modelos de inferência sobre a mesma.

2.2.1 Gerenciamento de Dados

O Subsistema Gerenciador de Dados (SGD), composto dos seguintes elementos:

1. Banco de Dados do SAD;

2. Gerenciador de Banco de Dados;

3. Diretório de Dados.

4. Facilidades de Consulta;

Um banco de dados é uma coleção de dados interrelacionados e organizados de tal forma que correspondam a estrutura de uma organização e possam ser usados por mais de uma pessoa e mais de uma aplicação. A organização é feita em arquivos que, fisicamente são armazenados em um dispositivo de memória secundária, como uma fita ou disco rígido.

Esses dados devem ser coletados de fontes internas e/ou externas e depois extraídos, armazenados e controlados, de forma a garantir a sua segurança, integridade e consistência por um Sistema Gerenciador de Banco de Dados, SGBD. Um Diretório de Dados deve fornecer informações sobre os dados armazenados, definições e condições de armazenamento.

As Facilidades de Consulta possuem como requisito mínimo uma SQL (*System Query Language*) para manipulação dos dados, ou seja, inserções, atualizações e deleções (segundo a forma de organização).

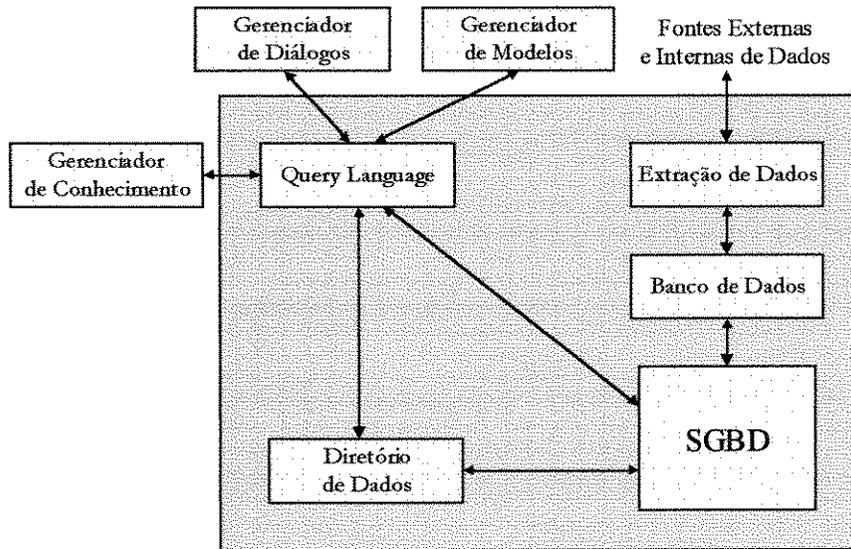


Figura 2.3 Estrutura Conceitual do SGD

2.2.2 Gerenciamento de Modelos

O Subsistema Gerenciador de Modelos (SGM) de um SAD deve manipular modelos da mesma forma que um SGD manipula dados. É a área mais promissora em termos de futuras pesquisas, uma vez que não existem pacotes no mercado que atendam todos os requisitos mencionados a seguir. Ele é composto dos seguintes elementos:

1. Banco de Modelos;
2. Gerenciador de Banco de Modelos;
3. Linguagem de Modelagem;
4. Diretório de Modelos.

O banco de modelos contém modelos quantitativos ou qualitativos, organizados do mesmo modo que os dados podem ser organizados em um Banco de Dados.

As funções do Sistema Gerenciador de Banco de Modelos, SGBM, são parecidas com aquelas de um SGBD, ou seja, armazenar modelos e controlar aspectos de segurança e integridade. Uma Linguagem de Manipulação (similar a uma SQL de um SGBD) deve ser provida com recursos para armazenar, modificar, executar e integrar modelos. Em alguns SADs uma Linguagem de Modelagem de alto nível possui recursos para a construção de novos modelos. Um bom exemplo de linguagem desse tipo é aquela utilizada pelo Matlab [45].

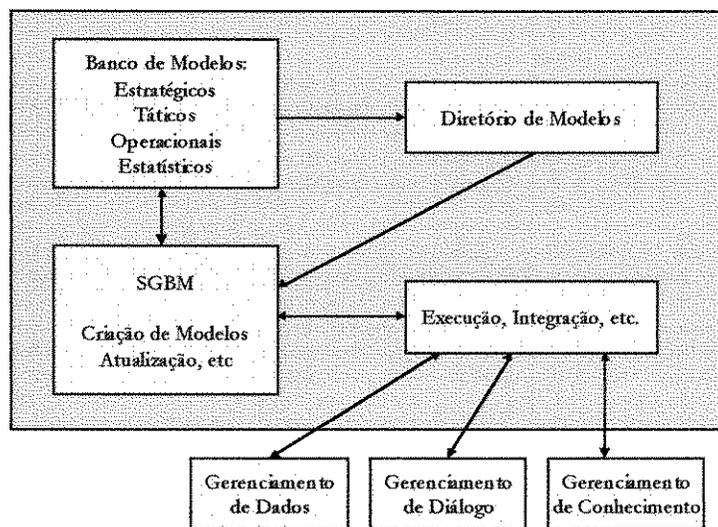


Figura 2.4 Estrutura Conceitual de um SGM

O Diretório de Modelos fornece um catálogo de todos os modelos, definições e condições de armazenamento.

Uma característica interessante de um SGM é que um determinado decisor pode ver um modelo como simplesmente um nome ou um gráfico. O modelador por sua vez pode ver o modelo como um grafo ou um conjunto de funções (objetivos e restrições).

2.2.3 Gerenciamento de Interface/Diálogo

O Subsistema Gerenciador de Interface (SGI) é um conjunto software/hardware que fornece a interface com o SAD. O termo interface com o usuário cobre todos os aspectos de comunicação entre o SAD e o usuário. A interface com o usuário é o componente mais importante por que a maior parte da força, flexibilidade e amigabilidade de um SAD é derivada desse componente. Um interface inconveniente pode tornar o trabalho dos planejadores e a análise quantitativa muitas vezes cansativos.

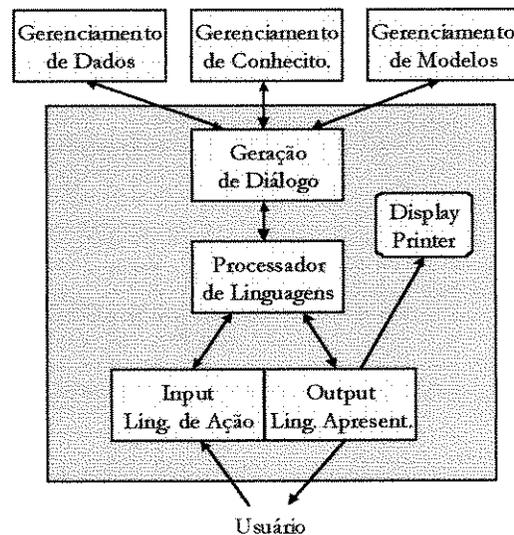


Figura 2.5 Estrutura Conceitual de um SGI

Segundo Turban [4], a qualidade de uma interface depende daquilo que o usuário vê, daquilo que ele precisa saber para entender o que vê e de que ações ele precisa tomar para obter os resultados de que necessita.

O SGI possui um software chamado Sistema Gerenciador e Gerador de Interface (SGGI). O SGGI é composto de muitos programas.

O processo de diálogo para um SAD é mostrado esquematicamente na figura 2.5. O usuário interage com um computador através de dispositivos como teclado e mouse dentro da filosofia de uma linguagem de ação (menus, botões, comandos) processada pelo SGGI. Em sistemas avançados esse componente de diálogo inclui um processador de linguagem natural. O SGGI permite ao usuário interagir com o SGD (trabalhando com dados) e o SGM (trabalhando com modelos).

Como a comunicação não é unilateral, o sistema reage à ação do usuário, devolvendo informação sobre os resultados obtidos. Isso pode ser feito através do monitor, da impressora ou da geração de áudio (mensagens, gráficos, relatórios, sons), dentro da filosofia de uma determinada linguagem de apresentação. Sistemas avançados incluem geração de voz.

As linguagens de ação e apresentação podem ser desenvolvidas dentro de um estilo de diálogo. Estilos muito usados atualmente são o Motif (utilizado por vários produtos para máquinas UNIX como o Netscape, o WordPerfect e o Desktop do Solaris das estações Sun, etc), o dos computadores Macintosh da Apple e o utilizado pelo Windows 98/NT da Microsoft.

O estilo deve agregar os elementos já mencionados de forma elegante, sem exageros e sem deficiências. Outro conceito que deve ser comentado agora são as GUI (*Graphical User Interfaces*). São sistemas construídos dentro dos estilos de diálogo já citados. O usuário tem controle direto dos objetos visíveis (como ícones e botões) e ações substituem comandos de sintaxe complexa. Os usuários apenas tocam o mouse ou preenchem áreas específicas na tela. As GUIs são a realidade em termos de interface nos anos 90.

Exageros também devem ser eliminados quanto ao volume de dados a ser analisado. Isso pode ser obtido através de um resumo baseado em estatísticas apresentadas via tabelas, gráficos e relatórios ou, eliminando simplesmente aqueles dados pouco interessantes [43].

2.2.4 Gerenciamento de Conhecimento

Muitos problemas não-estruturados e semi-estruturados são tão complexos que requerem especialistas para a sua solução em adição às facilidades oferecidas pelos SADs. Tais especialistas podem ser providos através de Sistemas Especialistas (SE). Portanto, os SADs mais avançados são equipados com um componente que podemos chamar de Gerenciador de Conhecimento. Tal componente pode prover o especialista e/ou prover conhecimento que melhore a operação dos componentes comuns de um SAD.

O componente de gerenciamento de conhecimento pode ser composto por um ou mais sistemas especialistas. Como no gerenciamento de dados e modelos, o Gerenciamento de Conhecimento proporciona a necessária execução e integração dos sistemas especialistas. Sistemas de Apoio a Decisão que incluem tal componente são comumente chamados de inteligentes. São os SAD/SEs ou **SADs baseados em conhecimento**.

2.3 Ferramentas para o Desenvolvimento de um SAD

Feita a classificação do problema, é obtido o tipo de suporte necessário e com base no modelo conceitual apresentado e a descrição de seus módulos, fazemos uma análise da tecnologia aplicada ao desenvolvimento do SAD. Existem cinco estratégias para desenvolvimento:

1. Uso de Linguagens de Programação comuns: C, C++, etc. Atualmente é muito pouco usada, devido à complexidade dos novos sistemas. Entretanto se o objetivo é desenvolver um sistema muito flexível a escolha deve ser esta;

2. Uso de Linguagem de Quarta Geração. Estratégia muito utilizada atualmente. Essas linguagens (Visual C++, Windows4GL, PowerObjects, etc) podem aumentar a produtividade de uma magnitude de 10 para 1 em relação às linguagens convencionais [4], porém os sistemas desenvolvidos são menos flexíveis;

3. Uso de um Gerador de SAD. Geralmente é um pacote que inclui várias ferramentas (como um gerador de aplicações, modelos matemáticos e estatísticos, etc). Essas ferramentas são acopladas a linguagens de quarta geração. Os geradores aumentam a performance, mas diminuem muito a flexibilidade;

4. Uso de Gerador de SAD para um domínio específico. São iguais aos geradores comuns, mas direcionados a domínios específicos como áreas financeiras ou científicas (planilhas, Matlab, etc);

5. Uso de metodologia CASE. Envolve os rigores e metodologias da engenharia de software (System Architect, Rational Rose, etc).

Aconselha-se o uso de geradores de SAD pois os SADs podem ser constantemente desenvolvidos e modificados com a cooperação do usuário e sem grande demanda de tempo e esforço. A natureza dos SADs requer uma abordagem diferente da tradicional pois esta é ineficiente uma vez que o sistema é adaptativo. Além disso, o *feedback* usuário/projetistas deve ser rápido a fim de que o desenvolvimento seja realizado apropriadamente.

A estratégia mais utilizada atualmente entretanto é uma mistura das alternativas 1 e 3. As modernas ferramentas para geração rápida de aplicativos conhecidas como RAD (Rapid Application Development) na verdade se valem dessa mistura, porém muitas vezes sem recursos de modelagem. Neste trabalho será utilizada essa alternativa, ou seja, um pacote para desenvolvimento e geração de aplicativos em C/C++. A opção por estas linguagens é devido a íntima relação entre elas e delas com o sistema operacional UNIX utilizado em inúmeras estações de trabalho e mais recentemente até mesmo nos modernos microprocessadores. Estas linguagens também são muito flexíveis e no presente caso é necessário muita flexibilidade o que facilita bastante a implementação.

Capítulo 3

Representação dos Sistemas Hidrotérmicos de Geração

Os sistemas de energia elétrica são formados basicamente de três partes fundamentais: os meios de produção, de transporte e de consumo. Serão abordados aqui os meios de produção ou geração de energia elétrica. Os meios de transporte formados pelas linhas de transmissão e subestações são o elo de ligação entre os sistemas de produção e os de consumo. Com relação aos meios de consumo, o aspecto principal a se considerar é a distribuição de energia, que se encarrega de abastecer o consumidor final. Vale lembrar que apenas a integração e confiabilidade das três atividades será responsável pela eficiência de um sistema de energia elétrica qualquer.

Os sistemas de produção de energia elétrica podem ser compostos de vários tipos de unidades de geração que se diferenciam pelos recursos a serem explorados e pela forma de exploração desses recursos. No caso brasileiro, existe uma quantidade considerável de recursos para hidrogeração. De todas as fontes renováveis de energia, a hidrogeração é a mais confiável, eficiente e econômica. O Brasil complementa a sua demanda de energia elétrica com a termogeração, ou seja, através da queima de combustíveis de origem fóssil e nuclear. Embora estas fontes sejam pouco confiáveis e poluentes, as unidades de geração são projetadas de modo a serem operadas de forma segura. Sendo assim, o Brasil possui um sistema de geração **hidrotérmico**.

As unidades de geração são diretamente ligadas aos centros de carga através das linhas de transmissão de acordo com a Figura 3.1 onde estão representados os componentes do sistema.

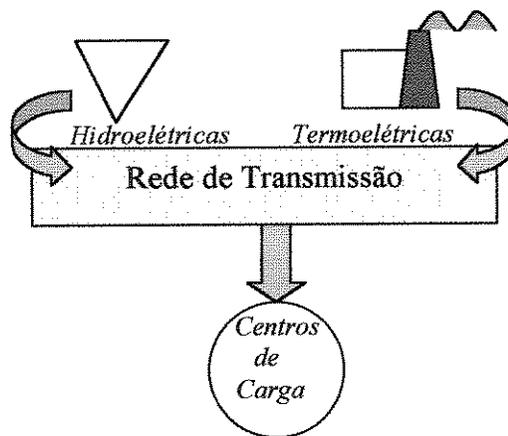


Figura 3.1 Componentes do sistema elétrico

3.1 Hidrogeração

A seguir será descrita uma unidade de hidrogeração bem como termos e variáveis que serão utilizados no texto desse trabalho para que o leitor se familiarize com os mesmos.

No processo de hidrogeração a água é o recurso empregado. A água segue seu curso através dos rios. Em uma usina hidroelétrica a água em seu curso é armazenada em um **reservatório** ou lago por trás de uma represa. A água é liberada do reservatório através de tubulações de adução que conectam o reservatório a uma **casa de força** onde ela é usada para girar as lâminas de **turbinas**. As turbinas são conectadas a **geradores** que produzem a eletricidade. Depois de passar pelas turbinas a água retoma o curso do rio através do **canal de fuga**.

Um **vertedouro** permite a liberação da água sem passar pela casa de força. Os reservatórios das usinas podem ter ou não capacidade de regulação, ou seja, alguns reservatórios não permitem estocar água de um mês para outro. As usinas que possuem reservatórios sem capacidade de regulação são chamadas **usinas à fio d'água** e são obrigadas a defluir toda a água afluyente.

Existem também as **usinas de bombeamento** que possuem dois reservatórios em níveis diferentes. Em períodos de baixa demanda de eletricidade (noites e finais de semana por exemplo) pode ser economicamente viável que a água do reservatório mais baixo seja bombeada para o mais alto e armazenada para utilização em períodos de alta demanda.

É importante lembrar que o planejamento da operação de sistemas de energia hidrelétrica tem por princípio definir o melhor aproveitamento dos recursos hídricos, uma vez que a energia elétrica não pode ser estocada. O objetivo é alcançar um estado de armazenamento tal que a demanda seja suprida respeitando restrições de navegação, saneamento e controle ambiental.

Temos na Figura 3.2 a representação de uma usina juntamente com suas características e variáveis usadas na sua representação em um sistema de energia elétrica.

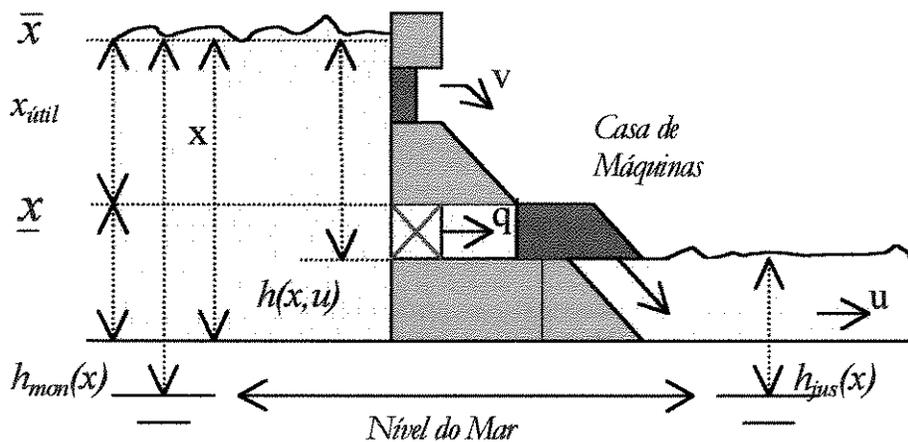


Figura 3.2: Esquema de uma usina hidroelétrica típica

As variáveis utilizadas na descrição de uma unidade de hidrogeração bem como algumas de suas curvas características são:

\bar{x} e \underline{x} são os volumes máximo e mínimo do reservatório;

$x_{\text{útil}} = \bar{x} - \underline{x}$ é o volume útil do reservatório;

x é o volume do reservatório (hm^3);

$h_{\text{mon}}(x)$ é um polinômio de quarta ordem que fornece a cota de montante (m);

$h_{\text{jus}}(x)$ é um polinômio de quarta ordem que fornece a cota do canal de fuga (m);

u é a defluência (m^3/s);

v é o vertimento (m^3/s);

q é a turbinagem (m^3/s);

$h(x, u) = h_{\text{mon}}(x) - h_{\text{jus}}(u)$ é a altura de queda bruta (m);

Quando se faz referência ao volume x de um reservatório ela diz respeito ao seu **volume útil**, ou seja, o volume que representa a diferença entre os volumes máximo e mínimo do reservatório. O **volume máximo** é aquele definido pela **altura máxima** normal, ou seja, aquela a partir da qual é armazenado um volume de segurança necessário ao controle de cheias. O **volume mínimo** ou morto é aquele definido pela **altura mínima** operativa, necessária ao funcionamento das turbinas e definida durante o projeto da usina.

Dados os polinômios $h_{mon}(x)$ (que representa a cota do reservatório em função do seu volume x) e $h_{jus}(u)$ (que descreve a altura do canal de fuga em função do volume de água defluído u) pode-se obter a altura de queda líquida da usina, que é representada pela altura de queda bruta menos as perdas hidráulicas pc representadas em altura:

$$h(x,u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) \quad (3.1)$$

$$h_{liq} = h(x,u) - pc \quad (3.2)$$

A turbinagem q representa a vazão que passa pelas turbinas, cujo valor máximo \bar{q} , é a vazão turbinada que produz a potência máxima da usina em função de uma dada altura de queda líquida. A defluência u inclui a turbinagem q e o vertimento v , resultando na equação:

$$u = q + v \quad (3.3)$$

3.1.1 Função de Geração

Resumidamente o processo de geração de energia elétrica é a transformação da energia potencial da água armazenada em energia elétrica através dos componentes turbina e gerador. A função de geração pode ser escrita:

$$Eh = Ep \cdot rt \cdot rg \quad (3.4)$$

onde:

- Eh é a energia elétrica produzida na hidroelétrica num período t ;
- Ep é a energia potencial da água usada no acionamento das turbinas da usina num período t ;
- rt é o rendimento da turbina;
- rg é o rendimento do gerador;

A energia potencial é calculada através do produto da massa pela aceleração da gravidade e a altura de queda:

$$Ep = \rho \cdot q \cdot t \cdot g \cdot h_{liq} \quad (3.5)$$

onde:

- ρ é a densidade da água (kg/m^3);
- t é o período de tempo considerado;
- g é a aceleração da gravidade (m/s^2);
- h_{liq} é a altura de queda líquida (m);

O rendimento das turbinas e do gerador podem ser considerados constantes e iguais aos seus valores médios (no presente trabalho são consideradas vazões médias mensais). A constante k (produtibilidade específica) é dada por:

$$k = \rho \cdot g \cdot r \cdot t \cdot r_g \quad (3.6)$$

A geração de energia elétrica por unidade de tempo é função da altura de queda líquida h_{liq} e do volume de água turbinado q . Assim:

$$Eh = k \cdot h_{liq} \cdot q \cdot t \quad (3.7)$$

A potência gerada é dada por dE_h/dt . Sendo assim a potência gerada é:

$$p = k \cdot h_{liq} \cdot q \quad (3.8)$$

A potência gerada depende da vazão turbinada e da altura de queda líquida que é determinada através de duas funções não lineares, caracterizando assim a função de geração como não linear.

Uma usina pode possuir uma ou mais unidades de geração ou turbinas. Cada unidade é caracterizada por uma potência efetiva P_{ef} , uma queda efetiva h_{ef} e um engolimento efetivo q_{ef} (Figura 3.3), onde:

- potência efetiva é o maior valor de potência ativa que uma unidade é capaz de gerar;
- queda efetiva é o menor valor de queda para o qual a unidade é capaz de gerar a potência efetiva;
- engolimento efetivo é aquele sob o qual a unidade produz a potência efetiva sob queda efetiva.

Para que a potência produzida em cada turbina (em uma altura líquida qualquer superior à altura efetiva) fique constante e igual à potência efetiva do gerador, é necessário que o engolimento da turbina decresça de forma a reduzir a potência mecânica, o que pode ser observado na Figura 3.3.

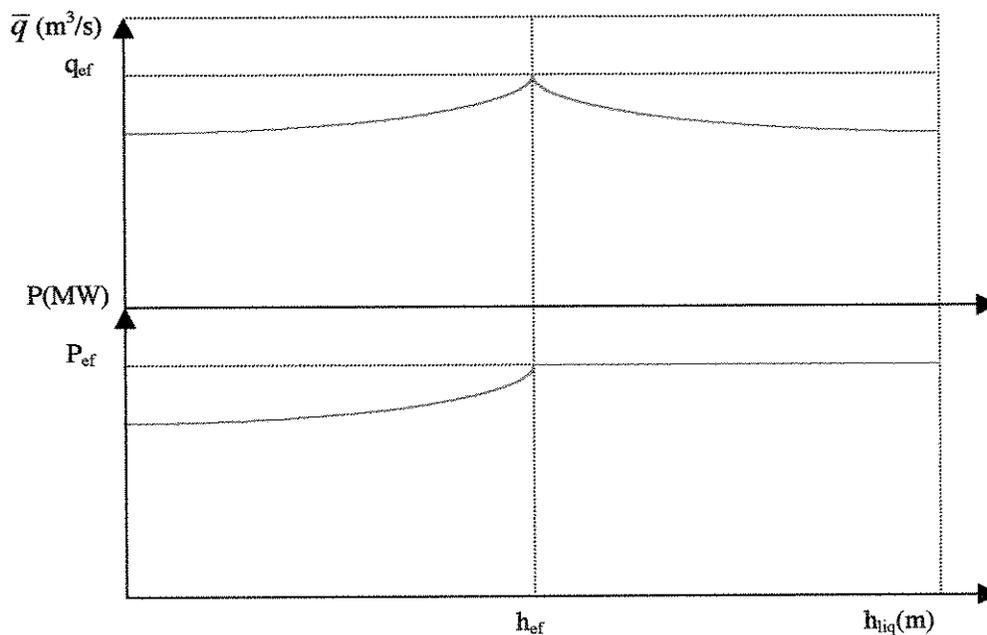


Figura 3.3 Engolimento Máximo x Queda Líquida e Curvas Potência x Queda Líquida

3.2 Termogeração

Como dito anteriormente a termogeração utiliza como recursos para geração da eletricidade os combustíveis fósseis (carvão, óleo, gás, etc) ou físséis (urânio natural ou enriquecido). Em ambos os casos os recursos não são renováveis e de alto custo.

O calor proveniente da queima do combustível ou fissão nuclear aquece a água em uma caldeira, gerando vapor que sob pressão faz girar a turbina e esta o gerador. Esse processo é mostrado de forma simplificada na Figura 3.4. O vapor que faz girar a turbina é condensado com água fria e a água retorna a caldeira repetindo o ciclo.

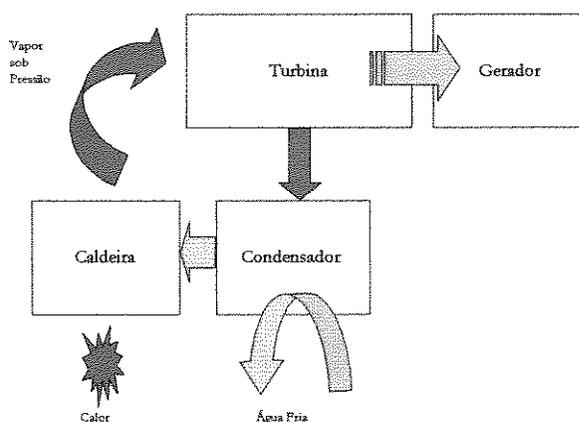


Figura 3.4 Esquema simplificado de uma termoeletrica

De um ponto de vista econômico/operacional, o interesse é um modelo tipo entrada-saída. Neste caso a entrada é o custo do combustível e a saída a potência ativa gerada. O custo total de operação está associado com o custo do combustível. Custos de mão-de-obra, transporte, manutenção, etc, são considerados como fixos.

Os modelos matemáticos para termoeletricas são feitos considerando-se duas características:

- 1- A relação entre a energia consumida e a potência gerada;
- 2- Restrições operativas.

A Figura 3.5 mostra uma curva típica do tipo entrada-saída para uma termoeletrica.

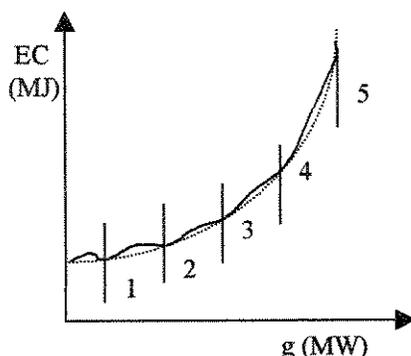


Figura 3.5 Curva típica de energia consumida (entrada) x geração (saída)

A curva pontilhada da Figura 3.5 pode ser comparada à função de custo de geração se desconsiderarmos as perdas de carga nas aberturas das válvulas. A curva real é a curva cheia. Assim pode-se afirmar que a função custo de geração nas usinas térmicas é crescente com a potência gerada g . Conseqüentemente g é convexa.

Nos problemas de operação econômica de termoeletricas, as funções custo de geração geralmente são modeladas como uma função quadrática da geração dada por:

$$\psi(g) = \alpha + \beta g + \gamma g^2 \quad (3.8)$$

onde α , β e γ são constantes que dependem das características das termoeletricas.

As restrições operativas de uma termoeletrica aparecem nos modelos matemáticos através da faixa a que fica restrita a operação da usina. A geração é limitada superiormente por sua capacidade máxima \bar{g} e inferiormente pela geração mínima \underline{g} que a usina é obrigada a produzir por algum motivo. Assim é obtida a equação:

$$\underline{g} \leq g \leq \bar{g} \quad (3.9)$$

O custo marginal pode ser obtido derivando-se a equação de custo (3.8). No caso específico brasileiro $\psi(g) = \beta g$ e os custos marginais utilizados pelo Setor Elétrico são valores constantes como os exemplos abaixo.

Nome	Custo Marginal (R\$/MW mês)
Angra	5840
Igarapé	15396
Piratininga A	30623
Piratininga B	27390

Capítulo 4

Planejamento Energético da Operação

Os conceitos apresentados no Capítulo 2 a respeito da Teoria de Decisão podem ser utilizados no Planejamento Energético da Operação. Segundo a classificação em grades de tempo sugerida por Anthony (Seção 2.1.1) e que se baseia no grau de incerteza a que certas variáveis do problema estão submetidas (demanda, afluições, etc) com o alongamento do horizonte de planejamento. O Planejamento Energético da Operação pode ser dividido em uma cadeia de planejamento (Figura 4.1):

1.Planejamento de Longo Prazo. No caso brasileiro adota-se um horizonte de cerca de cinco anos. Em outros sistemas esse horizonte pode se estender por até 10 anos. Neste caso a incerteza é bastante elevada e pode-se dizer que o planejamento é estratégico e o processo de decisão semi-estruturado ou mesmo não-estruturado.

O problema permite uma abordagem matemática, embora com requintes de agregação, o que empobrece a representação do sistema físico e afeta os resultados obtidos. A representação individualizada das unidades de produção se torna difícil devido à necessidade de se representar as características estocásticas do problema. A agregação do parque hidroelétrico é feita em um único reservatório de modo a se conceber um reservatório equivalente.

2.Planejamento a Médio Prazo. As incertezas sobre as afluições são menores e o objetivo consiste em determinar cotas de produção ótimas mensais (ou semanais) para cada usina.

Esse problema pode se encaixar dentro do conceito de controle gerencial. Os processos de decisão podem ser semi-estruturados ou não-estruturados, o que exige a validação dos resultados dos modelos sob diversos cenários de afluições, demandas e situações críticas.

Considera-se individualmente cada usina e o acoplamento hidráulico entre elas. Através do uso de séries temporais para obtenção das afluições previstas, torna-se o problema determinístico. O mesmo ocorre na previsão de demanda.

3. Planejamento de Curto Prazo. O grau de incerteza é muito baixo e as vazões podem ser consideradas conhecidas. Isso aliado ao fato de a demanda ser obtida com precisão torna o problema determinístico. Obtidas as cotas de produção semanais do médio prazo, é feita uma política de operação semanal de hora a hora, respeitando as condições operativas do sistema físico sejam elas hidráulicas ou elétricas.

A estratégia de controle é tipicamente operacional e o processo de decisão pode variar do estruturado ao não-estruturado. A complexidade se deve ao fato de se considerar aspectos hidráulicos e elétricos. A trajetória guia obtida (política de operação hora a hora) é usada pela operação em tempo real. O atendimento aos centros de carga exige um ajuste constante das unidades geradoras, respondendo instantaneamente às variações de carga.

O presente trabalho visa dar suporte a decisão dentro dos horizontes de longo e médio prazos. Nas próximas Seções as estratégias de modelamento serão melhor detalhadas. Por enquanto vale afirmar que os modelos utilizados pelo Planejamento Energético da Operação são quantitativos em sua natureza e podem ser divididos em dois grupos:

1. Modelos de otimização (normativos), os de agregação e desagregação;
2. Os simuladores (descritivos).

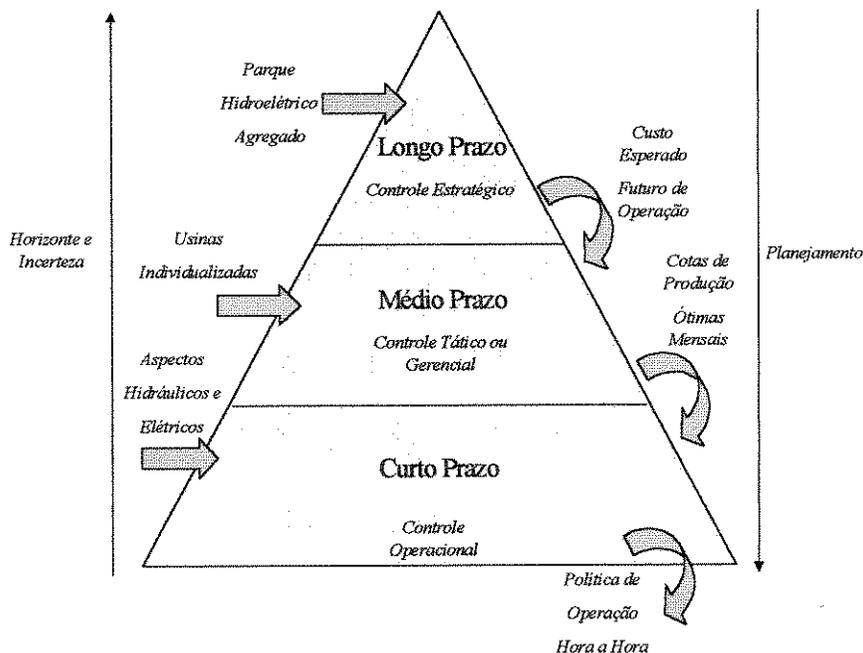


Figura 4.1 A Cadeia de Planejamento Energético

Os sistemas geradores de energia são constituídos principalmente por usinas que transformam alguma forma de energia em energia elétrica. Como observado no Capítulo 3, tradicionalmente estas usinas são hidroelétricas ou termoelétricas. Com relação ao problema de modelagem do sistema se sabe-se que:

1. Existe uma interdependência, devido ao acoplamento entre as usinas hidroelétricas, ou seja, o sistema é interconectado;

2. O problema é dinâmico e estocástico, o que se deve ao acoplamento entre as decisões operativas no tempo (a disponibilidade em um dado instante depende do grau de utilização no passado) e à incerteza com relação a demanda de energia e vazões afluentes futuras;

3. O custo de geração bem como a característica de geração é não linear.

O objetivo aqui é a minimização dos custos de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um determinado período de tempo. Será feita inicialmente uma abordagem determinística para a formulação geral do problema (Seção 4.1), considerando as vazões afluentes conhecidas bem como a demanda. As características individuais das unidades de geração são consideradas e adota-se uma discretização mensal.

A distribuição de um dado valor de geração entre as diversas termoelétricas deve ser feita de maneira a minimizar o custo de operação do parque termoelétrico (Seção 4.2), ou seja, para cada valor possível de geração térmica deve-se encontrar uma distribuição ótima de geração.

Em seguida o problema hidráulico é formulado separadamente (Seção 4.3) e ainda de forma determinística. Utiliza-se para representar o custo de aproveitamento da água o valor designado para a produção de energia complementar, que é gerada para atender a demanda que não é suprida pela energia hidroelétrica. São discutidas também nessa Seção técnicas de resolução. A abordagem estocástica é introduzida bem como uma formulação estocástica.

A Seção 4.4 serve como fecho para o presente capítulo, discutindo como ocorre o acoplamento entre as etapas de médio e de longo prazo da cadeia de planejamento.

Finalmente os modelos de previsão são discutidos brevemente no final do Capítulo, na Seção 4.5.

4.1 Formulação Geral do Problema

O problema pode ser formulado como:

$$\text{Min}_{g_i^t, p_j^t} \sum_{t=0}^{T-1} \left[\frac{1}{(1+\beta)^t} \sum_{i=1}^I \psi_i^t(g_i^t) \right] + \frac{1}{(1+\beta)^T} V(x^T) \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^I g_i^t + \sum_{j=1}^J p_j^t = D^t \quad (4.2)$$

$$\underline{g}_i^t \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad (4.3)$$

$$p_j^t = k_j \cdot (h_{\text{mon}}(x_j^t) - h_{\text{jus}}(u_j^t) - pc) q_j^t \quad (4.4)$$

$$x_j^{t+1} = x_j^t + \left[y_j^t + \sum_{k \in \Omega_j} u_k^t - u_j^t \right] \Delta t \quad (4.5)$$

$$u_j^t = q_j^t + v_j^t \quad (4.6)$$

$$\underline{x}_i^t \leq x_i^t \leq \bar{x}_i^t \quad (4.7)$$

$$\underline{u}_i^t \leq u_i^t \leq \bar{u}_i^t \quad (4.8)$$

$$\underline{q}_i^t \leq q_i^t \leq \bar{q}_i^t(h_{\text{liq}}) \quad (4.9)$$

$$v_j^t \geq 0 \quad (4.10)$$

$$x_j^0 \text{ dado} \quad (4.11)$$

- onde:
- T - número de intervalos de tempo (meses);
 - J - número de usinas hidroelétricas;
 - I - número de usinas termoeletricas;
 - Ω_j - conjunto de usinas imediatamente a montante da usina j ;
 - D^t - mercado no período t (\overline{MW});
 - Δ^t - tamanho médio do período t (segundos);
 - β - é a taxa de desconto do custo de operação futuro (%);
 - $V(x^T)$ - custo associado ao estado final dos reservatórios do sistema (R\$);
 - g_i^t - geração da termoeletrica i no período t (\overline{MW});
 - \underline{g}_i^t - geração mínima da termoeletrica i no período t (\overline{MW});
 - \bar{g}_i^t - geração máxima da termoeletrica i no período t (\overline{MW});
 - $\psi_i^t(g_i^t)$ - custo de operação da termoeletrica i no período t (R\$/MW).

Obs: 1 \overline{MW} é a energia fornecida continuamente por uma fonte de potência de 1 MW em um dado período: \overline{MW} repr. MW mês.

Observando a Equação 4.2 percebe-se que este problema pode ser dividido em duas partes, a primeira consiste em otimizar a distribuição de geração térmica entre as usinas que compõem o parque termoelétrico; a segunda é a resolução do problema hidráulico. Observe que para cada parte do problema só interessam os valores provenientes da solução da outra parte.

Pode-se então resolver o problema em duas etapas. Inicialmente, dado um parque termoelétrico, faz-se a distribuição da geração para cada unidade componente ou o Despacho Econômico Termoelétrico (DET). Obtida a curva ótima do parque térmico, resolve-se o problema hidráulico.

4.2 Despacho Econômico Termoelétrico (DET)

Suponha um sistema de geração exclusivamente termoelétrico composto de I unidades de geração i ($i = 1, 2, \dots, I$). O objetivo aqui é levantar uma curva de custo mínimo de operação para esse sistema. Cada unidade gera uma quantidade de energia g_i^t ao longo de um período de tempo t ($t=0, 1, \dots, T$) visando atender a um mercado G^t a um custo mínimo.

Qualquer que seja o combustível empregado o custo é uma função convexa crescente como a da Figura 4.2 e possui derivadas sempre positivas:

$$\psi_i' = \frac{d\psi_i}{dg_i} > 0 \quad (4.12)$$

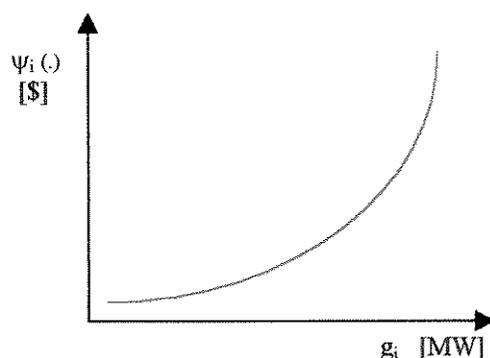


Figura 4.2 Custo de operação de uma termoeletrica

Pode-se então formular o problema do DET como um problema de minimização de custos sujeito a uma restrição de atendimento de mercado:

$$\Psi(G) = \text{Min}_{g_i^t} \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \psi_i^t(g_i^t) \quad (4.13)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^I g_i^t = G^t \quad (4.14)$$

Como a função objetivo a minimizar é convexa e as restrições são lineares e de igualdade, o problema acima é um problema convexo. Isto assegura que as condições de primeira ordem de estacionaridade do Lagrangeano são suficientes de ótimo global [46]. Assim:

$$L(g, \lambda) = \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \psi_i^t(g_i^t) + \sum_{t=0}^T \lambda^t (G^t - \sum_{i=1}^I g_i^t) \quad (4.15)$$

Estabelecendo as condições de primeira ordem para $i=1,2, \dots, I$ e $t=1,2, \dots, T$:

$$\frac{dL}{dg_i^t} = \frac{d\psi_i^t(g_i^t)}{dg_i^t} - \lambda^t = 0 \quad (4.16)$$

$$\frac{dL}{d\lambda^t} = G^t - \sum_{i=1}^I g_i^t = 0 \quad (4.17)$$

As condições de otimalidade indicam que a solução ótima do problema \hat{g}_i^t , deve satisfazer as seguintes condições para $i=1,2, \dots, I$ e $t=1,2, \dots, T$:

$$\psi_i'(g_i^t) = \hat{\lambda}^t \quad (4.18)$$

$$\sum_{i=1}^I \hat{g}_i^t = G^t \quad (4.19)$$

Ou seja, a política de operação econômica do sistema termoeletrico é distribuir a carga entre as unidades de geração de modo a igualar os custos marginais de geração.

O multiplicador de Lagrange $\hat{\lambda}^t$ tem a interpretação econômica de ser o custo marginal do sistema no período de tempo t . É o preço do \overline{MW} gerado pelo sistema no ponto de operação \hat{g}_i^t .

Supondo agora que cada unidade de geração tem uma faixa de operação $\underline{g}_i^t \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t$, o problema de operação econômica fica:

$$\Psi(G) = \text{Min}_{g_i^t} \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \psi_i^t(g_i^t) \quad (4.20)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^I g_i^t = G^t \quad (4.21)$$

$$\underline{g}_i^t \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t$$

Escrevendo o Lagrangeano tem-se:

$$\begin{aligned} L(g, \lambda, \alpha, \beta) &= \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \psi_i^t(g_i^t) + \sum_{t=0}^T \lambda^t (G^t - \sum_{i=1}^I g_i^t) \\ &+ \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \alpha_i^t (g_i^t - \bar{g}_i^t) + \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I \beta_i^t (\underline{g}_i^t - g_i^t) \end{aligned} \quad (4.22)$$

E as condições de otimalidade suficientes e de primeira ordem para $i=1,2, \dots, I$ e $t=1,2, \dots, T$ serão:

$$\hat{\lambda}^t \text{ irrestrito}; \hat{\alpha}_i^t \geq 0; \hat{\beta}_i^t \geq 0 \quad (4.23)$$

$$\sum_{i=1}^I \hat{g}_i^t = G^t \quad (4.24)$$

$$\underline{g}_i^t \leq \hat{g}_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad (4.25)$$

$$\hat{\alpha}_i^t (\hat{g}_i^t - \bar{g}_i^t) = 0 \quad (4.26)$$

$$\hat{\beta}_i^t (\underline{g}_i^t - \hat{g}_i^t) = 0 \quad (4.27)$$

$$\psi_i^t(\hat{g}_i^t) - \hat{\lambda}^t + \hat{\alpha}_i^t - \hat{\beta}_i^t = 0 \quad (4.28)$$

Das condições acima nota-se que:

$$\text{Se } \underline{g}_i^t < \hat{g}_i^t < \bar{g}_i^t \Rightarrow \hat{\alpha}_i^t = \hat{\beta}_i^t = 0 \Rightarrow \psi^t(\hat{g}_i^t) = \hat{\lambda}^t \quad (4.29)$$

$$\text{Se } \underline{g}_i^t = \hat{g}_i^t \Rightarrow \hat{\alpha}_i^t = 0; \hat{\beta}_i^t \geq 0 \Rightarrow \psi^t(\hat{g}_i^t) \geq \hat{\lambda}^t \quad (4.30)$$

$$\text{Se } \underline{g}_i^t = \hat{g}_i^t \Rightarrow \hat{\alpha}_i^t = 0; \hat{\beta}_i^t = 0 \Rightarrow \psi^t(\hat{g}_i^t) \leq \hat{\lambda}^t \quad (4.31)$$

Considerando as limitações operativas (4.25) a solução ótima e conseqüentemente a operação econômica nesse caso pode ser dada por:

$$\hat{g}_i^t = \max \left\{ \underline{g}_i^t, \min(\bar{g}_i^t, \tilde{g}_i^t) \right\} \quad (4.32)$$

onde:

$$\psi^t(\tilde{g}_i^t) = \hat{\lambda}^t \quad (4.33)$$

Ou seja, embora exista uma tendência a igualar os custos marginais, nem sempre isso será possível devido às limitações operativas das térmicas consideradas. De qualquer modo o multiplicador de Lagrange representará o custo marginal do sistema termoeletrico ou, o custo adicional pelo acréscimo de geração. O próximo MW pode ser suprido por qualquer unidade termoeletrica que possuir capacidade de geração uma vez que todas operam ao mesmo custo marginal.

4.3 Formulação para o Problema Hidráulico

Efetuada o DET, o problema (4.1) - (4.11) pode ser remodelado apenas em função de suas características hidráulicas, ou seja:

$$\text{Min}_{p_j^t} \sum_{t=0}^{T-1} \left[\frac{1}{(1+\beta)^t} \Psi^t(D^t - P^t) \right] + \frac{1}{(1+\beta)^T} V(x^T) \quad (4.34)$$

$$P^t = \sum_{j=1}^J p_j^t \quad (4.35)$$

$$p_j^t = k_j \cdot (h_{mon}(x_j^t) - h_{jus}(u_j^t) - pc) \cdot q_j^t \quad (4.36)$$

$$x_j^{t+1} = x_j^t + \left[y_j^t + \sum_{k \in \Omega_j} u_k^t - u_j^t \right] \cdot \Delta t \quad (4.37)$$

$$u_j^t = q_j^t + v_j^t \quad (4.38)$$

$$\underline{x}_i^t \leq x_i^t \leq \bar{x}_i^t \quad (4.39)$$

$$\underline{u}_i^t \leq u_i^t \leq \bar{u}_i^t \quad (4.40)$$

$$\underline{q}_i^t \leq q_i^t \leq \bar{q}_i^t (h_{liq}) \quad (4.41)$$

$$v_j^t \geq 0 \quad (4.42)$$

$$x_j^0 \text{ dado} \quad (4.43)$$

A maneira utilizada para representar o custo de aproveitamento da água é através do valor designado para a produção de energia complementar, que é gerada para atender a demanda que não é suprida pela energia hidroelétrica. A função $\Psi^t(\cdot)$ é o custo da complementação térmica. Ela está indexada no tempo de modo a se considerar a manutenção das unidades térmicas ao longo do horizonte de planejamento.

A formulação acima não considera a estocasticidade do problema de planejamento. Ela pode ser utilizada na solução deste problema no contexto da etapa de médio prazo da cadeia de planejamento, onde o tamanho do horizonte é suficientemente pequeno de modo a permitir que se considere certas variáveis aleatórias (afluência e demanda) como conhecidas. O grau de detalhamento do problema envolve a representação individualizada das usinas, valorizando assim a análise referente à cascata formada, juntamente com o posicionamento das usinas dentro da mesma.

Uma técnica que pode ser utilizada na resolução deste problema baseia-se em uma estrutura de rede com arcos capacitados (fluxos) onde a cascata de usinas é expandida no horizonte de tempo pré-determinado T . Cada nó da rede representará de forma individualizada as usinas da cascata. Um algoritmo de resolução foi implementado e se chama **Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH)**. A técnica empregada bem como a representação da rede é discutida em [12].

Uma solução inicial trivial para o problema (4.34) - (4.43) é cada usina defluir sua afluência mantendo constante o seu armazenamento ao longo do período de planejamento e igual ao armazenamento inicial. Todas as usinas operam como se fossem a fio d'água e esta solução é chamada "Solução a Fio D' Água".

Para a etapa de longo prazo, dado o alto grau de incerteza das afluências, a estocasticidade não pode ser desprezada. A técnica de otimização que permite considerá-la é a **Programação Dinâmica Estocástica (PDE)**. O principal problema diz respeito ao número de variáveis de estado do problema que inviabiliza a resolução de forma individualizada como mencionado acima. Faz-se necessário a utilização de técnicas de simplificação do problema para redução do espaço de estados.

O sistema de reservatórios costuma então ser agregado em um **Modelo Equivalente (ME)**. Este modelo agrega todos os reservatórios em um único reservatório equivalente e uma usina a fio d'água. A vazão afluyente é transformada em energia afluyente e otimiza-se através da PDE.

A disponibilidade energética de um sistema (Figura 4.5) é composta pela **energia defluente** do reservatório equivalente somada à energia fornecida pela usina a fio d'água, denominada **energia a fio d'água**. O reservatório recebe uma **energia controlável**, que se soma a energia já existente, ou **energia armazenada**. A energia perdida por vertimento no reservatório é a **energia vertida** e, a perdida por evaporação, **energia evaporada** [16][21].

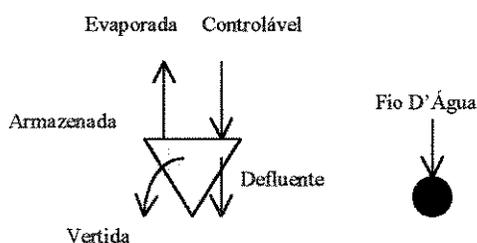


Figura 4.5 Componentes do Modelo Equivalente - ME

Embora existam especificidades de implementação do ME [16] todos os modelos assumem Regras de Operação dos Reservatórios (RORs), necessárias para a agregação do sistema. Uma ROR estabelece a relação entre um estado de armazenamento de um reservatório e o estado do sistema como um todo. As RORs podem ser uniformes ou não uniformes.

As **RORs uniformes** (ou paralelas) são utilizadas no ME Clássico e pressupõem a operação em paralelo dos reservatórios, ou seja, os reservatórios do sistema deplecionarão uniformemente segundo uma mesma variação percentual do volume útil.

As **RORs não uniformes** pressupõem um deplecionamento desigual dos reservatórios. Uma das principais contribuições do presente trabalho consiste no ambiente para o levantamento de RORs não uniformes e o estudo de seu efeito no planejamento da operação energética, como será mostrado em um estudo de caso mais adiante.

4.3.1 Formulação Estocástica

Na formulação estocástica considera-se que o objetivo é a obtenção de uma política de decisões ótimas para a energia defluente ao longo do horizonte de planejamento (ed^t , $t=1, \dots, T$) que minimize o custo esperado de operação do sistema, obedecendo as restrições operativas.

Supondo uma dependência de ordem 1 para a energia afluyente ao sistema (a energia afluyente em um determinado instante t somente dependerá da energia afluyente do instante imediatamente anterior $t-1$) a formulação passa a ser:

$$\text{Mín}_{ed^t} \quad \mathbb{E}_{ea^t / ea^{t-1}} \left\{ \sum_{t=0}^{T-1} \left[\frac{1}{(1+\beta)^t} \Psi^t(D^t - G^t) \right] + \frac{1}{(1+\beta)^T} V(e^T) \right\} \quad (4.44)$$

$$e^{t+1} = e^t + ea^t - ed^t \quad (4.45)$$

$$ed^t = D^t - G^t \quad (4.46)$$

$$\underline{e} \leq e^t \leq \bar{e} \quad (4.47)$$

$$\underline{ed} \leq ed^t \leq \bar{ed} \quad (4.48)$$

onde:

- T - horizonte de planejamento;
- $\Psi^t(\cdot)$ - custo de operação no período t ;
- e^t - energia armazenada no sistema no período t ;
- ed^t - energia defluente do sistema no período t ;
- ea^t - energia afluyente ao sistema no período t ;
- $E_{ed^t/ea^{t-1}}\{\cdot\}$ - valor esperado do custo de operação condicionado à ocorrência de uma energia afluyente ea^t no período t dado que ocorreu uma energia afluyente ea^{t-1} no período $t-1$;

Como já foi comentado anteriormente, a metodologia que permite o tratamento da estocasticidade do problema é a PDE. Ela pode ser aplicada em situações onde decisões são feitas em estágios e o resultado de cada decisão não é completamente previsível mas pode ser antecipado parcialmente antes que a próxima decisão seja tomada.

As decisões não podem ser vistas isoladamente mas devem balancear o desejo de baixo custo presente com a possibilidade de altos custos futuros. Na resolução, em cada estágio as decisões são enumeradas baseando-se na soma do custo presente e do custo esperado futuro, assumindo que há uma tomada de decisão ótima para os estágios subseqüentes.

Utiliza-se de uma técnica de minimização de malha fechada, onde as decisões são tomadas no momento necessário com base nas informações disponíveis até o momento atual. Além disso, em uma otimização de malha fechada, o objetivo principal não é encontrar uma trajetória ótima de decisões mas uma política ótima de modo a selecionar em cada estágio t , uma decisão para cada estado possível do sistema.

Dado um estágio t , a resolução **backward** se baseia em um processo recursivo dado pela equação:

$$F^t(e^t, ea^{t-1}) = \text{Min}_{ed^t} \left[\Psi^t(ed^t, e^t) E_{ed^t/ea^{t-1}} \left\{ \Psi^t(ed^t, e^t) + \frac{1}{(1+\beta)} F^{t+1}(e^{t+1}, ea^t) \right\} \right] \quad (4.49)$$

$$t = T, T-1, \dots, 1 \quad (4.50)$$

onde: • $F^{T+1}(e^{T+1}, ea^T) = V(X^T)$ - é o mínimo valor esperado dos custos de operação do período t ao fim do horizonte T , supondo que o sistema está no estado (e^t, ea^{t-1}) ;

A solução é um conjunto de tabelas de decisão que fornecem, dentre outras, a política de decisões ótimas ed^{t*} para o sistema em função dos níveis de armazenamento e da energia afluyente ao sistema no período anterior (e^t, ea^{t-1}) .

Na prática estas tabelas estão discretizadas em valores para a energia armazenada e valores para a energia afluyente formando matrizes onde cada elemento representa além da energia afluyente, o custo esperado e uma decisão de geração térmica.

O processo completo pode ser melhor visualizado no diagrama esquemático da Figura 4.3.1. RORs são utilizadas em um Modelo de Agregação onde, dados o Sistema Configurado e as Afluências Históricas Naturais, obtém-se o Sistema Agregado utilizado pela PDE. Em seguida um modelo estocástico Markoviano ajusta para o historico natural de afluências, Matrizes de Probabilidade de Energia Afluyente segundo um número dado N de faixas de energia afluyente. Com as matrizes e dado um número M de faixas de discretização da energia armazenada, executa-se a PDE que para o sistema agregado fornece as tabelas de decisão. Para maiores detalhes sobre a PDE e sua estratégia de resolução vide [16][21].

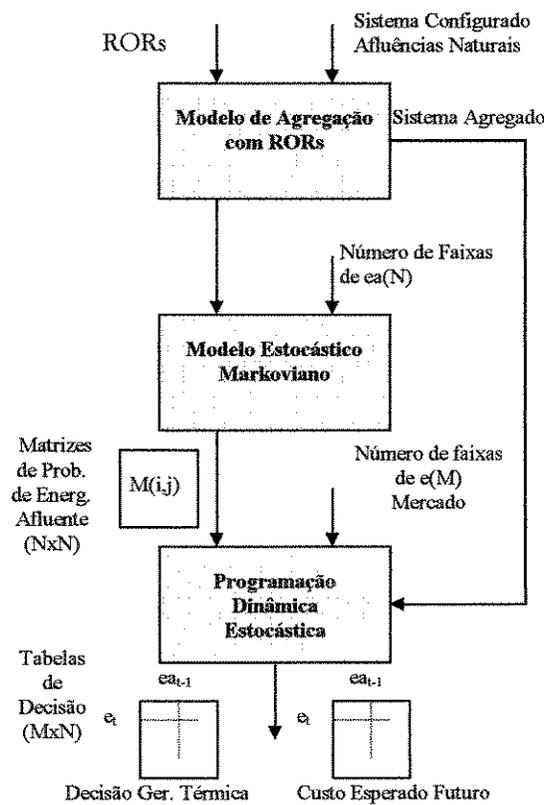


Figura 4.3.1 Esquema de obtenção das tabelas de decisão pela PDE

4.4 Acoplamento Entre os Planejamentos de Médio e Longo Prazo

Será tratado nesta Seção do acoplamento entre os modelos para o Planejamento de Médio Prazo e o Planejamento de Longo Prazo. De acordo com o modelo mostrado na Seção 4.3, temos na Equação 4.34 da função objetivo uma parcela referente a um custo associado com o estado final dos reservatórios, ou seja, dado o armazenamento em termos do volume útil ou em termos da energia armazenada no final do horizonte.

Este **estado final pode ser fixado** (uma porcentagem do volume útil) e então a resolução do problema pode ser encontrada de forma determinística utilizando a estratégia proposta para o Planejamento de Médio Prazo (POSH) sem que se dependa das metas advindas do Planejamento do Longo Prazo. Um estudo de caso será apresentado no próximo Capítulo de modo a demonstrar isto.

Outra forma de se resolver o problema é através do estado de armazenamento dos reservatórios em termos de sua energia armazenada. Pode-se utilizar a energia armazenada para determinar o custo esperado futuro de operação proveniente do Planejamento de Longo Prazo. Este custo é obtido através das tabelas da PDE como comentado no final da Seção anterior.

No caso específico do SAPE, o modelo de PDE utilizado gera para cada mês do ano, a partir de 10 (dez) estados possíveis para a energia afluyente do mês anterior (colunas) e 100 (cem) estados para a energia armazenada (linhas), uma tabela de decisão de geração térmica e outra de custo esperado futuro de operação associado à decisão de geração térmica. A partir da tabela de custos futuros, calculando os custos médios por linha, obtém-se um custo associado a cada valor discretizado da energia armazenada.

Através dos dados contidos nos vetores de custo futuro esperado médio assim calculados, são ajustadas curvas aos pontos. A função utilizada para o ajuste destes pontos foi uma quadrática e o método implementado para obtenção dos parâmetros de tais funções foi o método dos quadrados mínimos.

Define-se assim o conjunto de funções:

$$\gamma(e_t) = a_0 + a_1 e_t + a_2 e_t^2 \quad (4.51)$$

onde:

- e_t - energia armazenada no sistema no período t ;
- a_0, a_1, a_2 - coeficientes das funções de custo futuro esperado;
- $\gamma(e^t)$ - função de custo futuro esperado de operação.

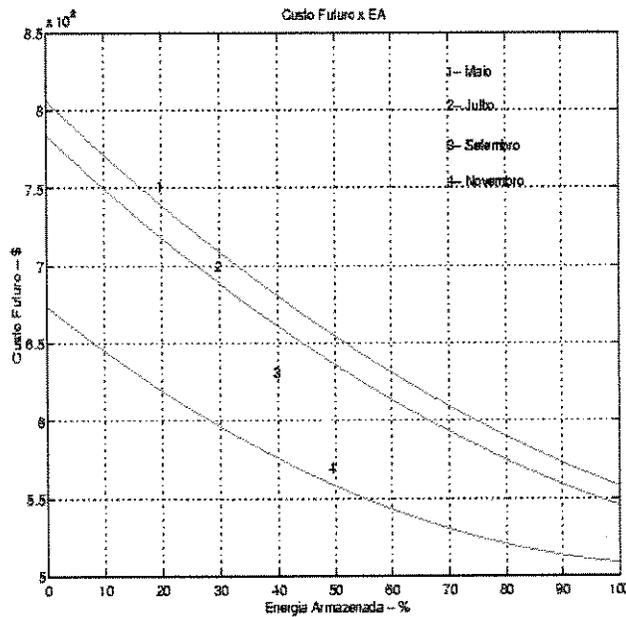
A energia armazenada é calculada pela equação:

$$e_t = \sum_{i=1}^J \bar{p}_i \cdot x_{i,t} \tag{4.52}$$

onde:

- \bar{p}_i - produtividade média acumulada da usina i ;
- $x_{i,t}$ - estado do reservatório da usina i no período t ;
- J - número de usinas do sistema.

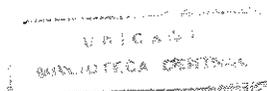
A Figura 4.4.1 apresenta um gráfico de funções de custo futuro esperado para um sistema de 7 usinas. Este sistema será utilizado nos estudos de caso das Seções 4.5 e 4.6. As funções de custo são para os meses indicados na legenda e para uma configuração hidrotérmica padrão do SAPE*.



4.4.1 Funções de Custo Esperado

A partir das equações (4.51) e (4.52) pode-se calcular o valor da energia armazenada e o custo futuro esperado de operação do sistema em um determinado período.

* Uma única hidrotérmica de capacidade de geração muito grande e custo de geração 1/2 G²



4.5 Modelos de Previsão de Vazões

A previsão de vazões consiste em determinar a quantidade de vazão que poderá afluir a um determinado posto de medição de um aproveitamento, usina hidroelétrica qualquer em um determinado mês. Esse cálculo é feito baseando-se no comportamento anterior, ou histórico, da série de vazões. O método Box-Jenkins é o mais empregado atualmente para previsão de séries temporais [44] e assume uma relação linear entre as variáveis.

O método utiliza um procedimento sistemático para selecionar o modelo apropriado de uma rica família de modelos conhecida por ARIMA. AR advém do inglês *autoregressive* (auto-regressivo), MA do inglês *moving averages* (médias móveis) e I de *integrated* (integrado).

No SAPE o modelo PREVAZ (Utilizado no Setor Elétrico) está implementado e se baseia no método Box-Jenkins. Outros modelos estão implementados no SAPE e têm sido utilizados nos estudos de caso que envolvem previsão de vazões. Modelos baseados em redes neurais e lógica nebulosa têm sido estudados e espera-se utilizá-los no futuro [47][48][49].

Capítulo 5

SAPE: Sistema de Apoio ao Planejamento Energético

Um SAD baseado em modelos, se apoia na programação matemática de modo a representar adequadamente situações de decisão e, em modelos de simulação que possam ser utilizados na avaliação das conseqüências das decisões. Este tipo de sistema computacional é bastante adequado à Cadeia de Planejamento (Capítulo 4). Assim foi concebido o SAPE: um SAD específico e baseado em modelos, onde critérios foram adotados de modo a se garantir um ambiente onde políticas alternativas possam ser avaliadas.

O SAPE é considerado específico no sentido de que foi concebido com a finalidade de dar suporte a decisão no Planejamento Energético da Operação. Porém é bastante flexível pois permite o trabalho com diversos modelos em um ambiente bastante funcional. Não é uma ferramenta única ou monolítica, permitindo uma adaptação às freqüentes mudanças que sofrem os modelos.

5.1 Modelo Conceitual do Sistema

Geralmente os modelos são descritos visual e conceitualmente ou seja, as informações são expressas através de símbolos gráficos e conexões. Um modelo conceitual para o sistema computacional proposto pode ser visualizado na Figura 5.1. O usuário interage com o sistema através de uma interface

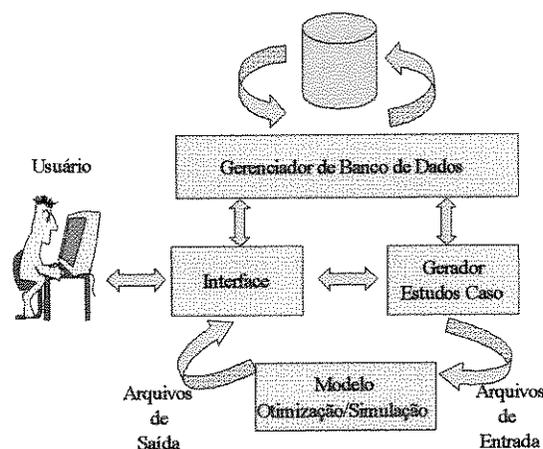


Figura 5.1 Modelo conceitual para o SAPE

gráfica amigável (**Módulo de Interface**). Esta interface permite que o usuário acesse de forma transparente através de um sistema de janelamento, um **Módulo Gerador de Estudos de Caso** e um **Módulo Gerenciador de Dados**. Além disso o Módulo de Interface permite a execução dos modelos de otimização e simulação (dentre outros) bem como a visualização através de gráficos dos dados produzidos pelos mesmos logo após a execução ou armazenados no banco de dados.

Tendo como base os conceitos apresentados no Capítulo 2, alguns critérios básicos foram considerados como essenciais para o sistema:

1. A necessidade de um banco de dados único;
2. A independência funcional SAPE/banco de dados/banco de modelos;
3. A implementação de uma interface homem-máquina amigável e transparente.

5.1.1 - Gerenciamento de Dados:

A necessidade de um sistema de **gerenciamento de bancos de dados**, evita a replicação de dados e ao mesmo tempo aumenta a consistência, a integridade e a segurança dos mesmos. Os dados utilizados pelo SAPE são armazenados em arquivos texto e gerenciados pelo gerenciador do próprio sistema. Os sistemas de gerenciamento comercialmente disponíveis se revelaram muito robustos, porém pouco flexíveis e lentos.

Os dados trabalhados podem ser provenientes de fontes externas (Eletrobrás e Concessionárias do Setor Elétrico), internas (geradas durante os estudos feitos com o SAPE) ou pessoais (muitas vezes o usuário fornece dados pertinentes aos estudos de caso feitos por ele). Muitas vezes ocorrem problemas como: dados incorretos ou pobres, incorreções nas medidas, dados em demasia (o que acarreta lentidão em certos estudos) ou mesmo a inexistência de dados.

O estudo de técnicas que resolvam os problemas no armazenamento tem sido uma constante no projeto principalmente quando se trata do problema do tratamento com dados em demasia. Este problema geralmente ocorre em estudos de simulação, onde os modelos geram grande quantidade de dados para análise. A geração de bancos de dados provisórios em memória RAM (volátil) com o auxílio de baterias para o caso de interrupção do fornecimento de energia torna os estudos muito rápidos. Estes dados ou os mais relevantes devem ser armazenados posteriormente em disco.

A padronização e a adoção de um sistema de medidas único resolve em parte os problemas de incorreções. A falta de dados, outros tipos de incorreções ou a pobreza nas medidas são problemas difíceis de resolver uma vez que a maioria dos dados são provenientes de fontes externas.

Problemas com dados são aqueles que mais afetam o desenvolvimento de um sistema como o SAPE e os próprios modelos. Muitos problemas só são percebidos após a implementação e análise dos estudos de caso. Muito se aprendeu sobre o Sistema Brasileiro no decorrer dos anos de trabalho. Muito tempo se passou até que se obteve um banco de dados confiável. Problemas como esse são muito discutidos na literatura pois a maioria das organizações trabalham com dados provenientes de diversas

fontes [38][39][40][41]. Para uma apreciação geral da teoria de Sistemas de Bancos de Dados é sugerido o estudo do ótimo livro de Ulmann [42].

5.1.2. Independencia Funcional

A **independência funcional SAPE/banco de dados/banco de modelos** de modo a assegurar que modificações em um módulo não acarrete modificações em outro módulo. Todos os modelos utilizados pelo SAPE são funcionais e modulares (caixas pretas). Isso permite que o desenvolvimento do SAPE bem como modificações em seu banco de dados não influencie o desenvolvimento dos modelos e vice-versa [36][37].

O Banco de Modelos do SAPE é um conjunto de módulos independentes e executáveis através de comandos da interface do sistema. Tal estratégia é interessante para o trabalho em equipes como é o caso do presente projeto onde diferentes modelos são desenvolvidos por diferentes pessoas o mesmo ocorrendo com o SAPE e o Banco de Dados.

Cada membro da equipe trabalha sem se preocupar com detalhes irrelevantes que dizem respeito ao sistema como um todo mas apenas com as interfaces de seu modelo com o sistema. Logicamente regras são adotadas no que diz respeito a detalhes de interface entre os módulos.

5.1.3 Interface Homem/Máquina

A **interação com o usuário** ocorre através de janelas (onde existem espaços e outros objetos como menus, botões, listas de itens, etc) e gráficos. Estas janelas e gráficos constituem as linguagens de ação e apresentação (Capítulo 2) do SAPE. Interfaces homem-máquina atualmente têm despertado bastante interesse e existe muito na literatura a esse respeito [32][33][34][35].

Uma ferramenta que possibilite um trabalho confortável e transparente ao usuário e a apresentação gráfica dos resultados, tornando a visualização dos resultados mais fácil é muito importante para um SAD como o SAPE.

Embora estudos dentro de empresas indiquem que a apresentação gráfica dos resultados não é mais efetiva que a apresentação na forma de tabelas [43] os estudiosos da área discordam e afirmam que tais recursos são críticos para o sucesso do sistema [4] e que tais estudos são inconclusivos. De qualquer modo, no SAPE os resultados podem ser visualizados tanto na forma tabular (relatórios) quanto gráfica.

5.1.4 Implementação

O SAPE foi implementado em C/C++ 4.1 (SunSoft) e utiliza a biblioteca gráfica do X System (X11R6). O sistema operacional é o UNIX System V (Solaris 2.X) tendo como plataforma estações de trabalho Sun SPARC.

Um desafio encontrado na implementação de tal ambiente onde o comportamento do sistema configurado pelo usuário pode ser simulado sob diferentes condições de parâmetros, hidrologias, mercados e o uso de diferentes Metodologias de Tomada de Decisão (MTD), é a necessidade de não alterar os programas fonte dos modelos. Principalmente quando as MTD são meros esboços e não se sabe exatamente como ocorrerá a interação entre os diversos modelos, dados e o ambiente computacional em desenvolvimento.

Para que isso seja possível a metodologia de trabalho deve ser bem definida pois o sistema computacional acaba se tornando um reflexo das metodologias adotadas para o trabalho com os diversos modelos, como poderá ser observado posteriormente, com os estudos de caso que ilustram esse trabalho. Outros aspectos de implementação e detalhes do sistema são apresentados no Apêndice B.

5.2 Planejamento de Médio Prazo: Estudos de Caso

O objetivo dos estudos de caso apresentados a seguir é mostrar como o SAPE facilita o trabalho com o POSH, um modelo de otimização determinístico e individualizado e que resolve o problema formulado na Seção 4.3 dado que o problema de despacho econômico das termoeletricas foi resolvido a priori.

Dois tipos de estudo serão produzidos nesta Seção: um considera no final do horizonte de planejamento um estado final fixado para cada reservatório do sistema; o outro utiliza o custo futuro esperado advindo do ME utilizado no Planejamento de Longo Prazo no final do horizonte de planejamento e, os estados finais de cada reservatório são portanto liberados, ou seja, cada reservatório vai encher segundo um custo esperado futuro, que nesse caso passa a ser uma parcela da função objetivo do problema considerado.

5.2.1 Estado Final Fixado

Os seguintes passos devem ser seguidos:

1- O primeiro passo consiste em configurar o sistema de usinas hidroelétricas que se deseja otimizar. Dentro do SAPE, basta que o usuário acione a janela “Aproveitamentos” da tela principal (Figura 5.2) e escolha as usinas que deseja trabalhar (Figura 5.3): nesse caso foram escolhidas sete usinas: Emborcação, Itumbiara, São Simão, Furnas, Marimbondo, Água Vermelha e Ilha Solteira. Note que muitos sistemas isolados e algumas cascatas aí não estão representadas. A inclusão de novas bacias e aproveitamentos na representação gráfica não é complicada. Ao se escolher as usinas o estado final de cada uma delas é fixado automaticamente em 100% do volume útil. Isto é importante pois se conhece a sazonalidade do sistema de reservatórios (pertencentes ao Sistema Sudeste Brasileiro). Sabe-se de antemão que no mês de maio os reservatórios tendem a estar cheios com o final do período chuvoso. O usuário pode também configurar um percentual diferente, se necessário;

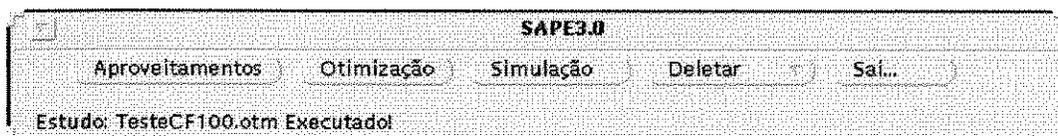


Figura 5.2 Tela principal do SAPE

2- Como o estudo de caso envolve uma otimização com o modelo POSH o usuário então chama a janela “Otimização” (Figura 5.4) e escolhe o otimizador correspondente (no caso POSH2.3);

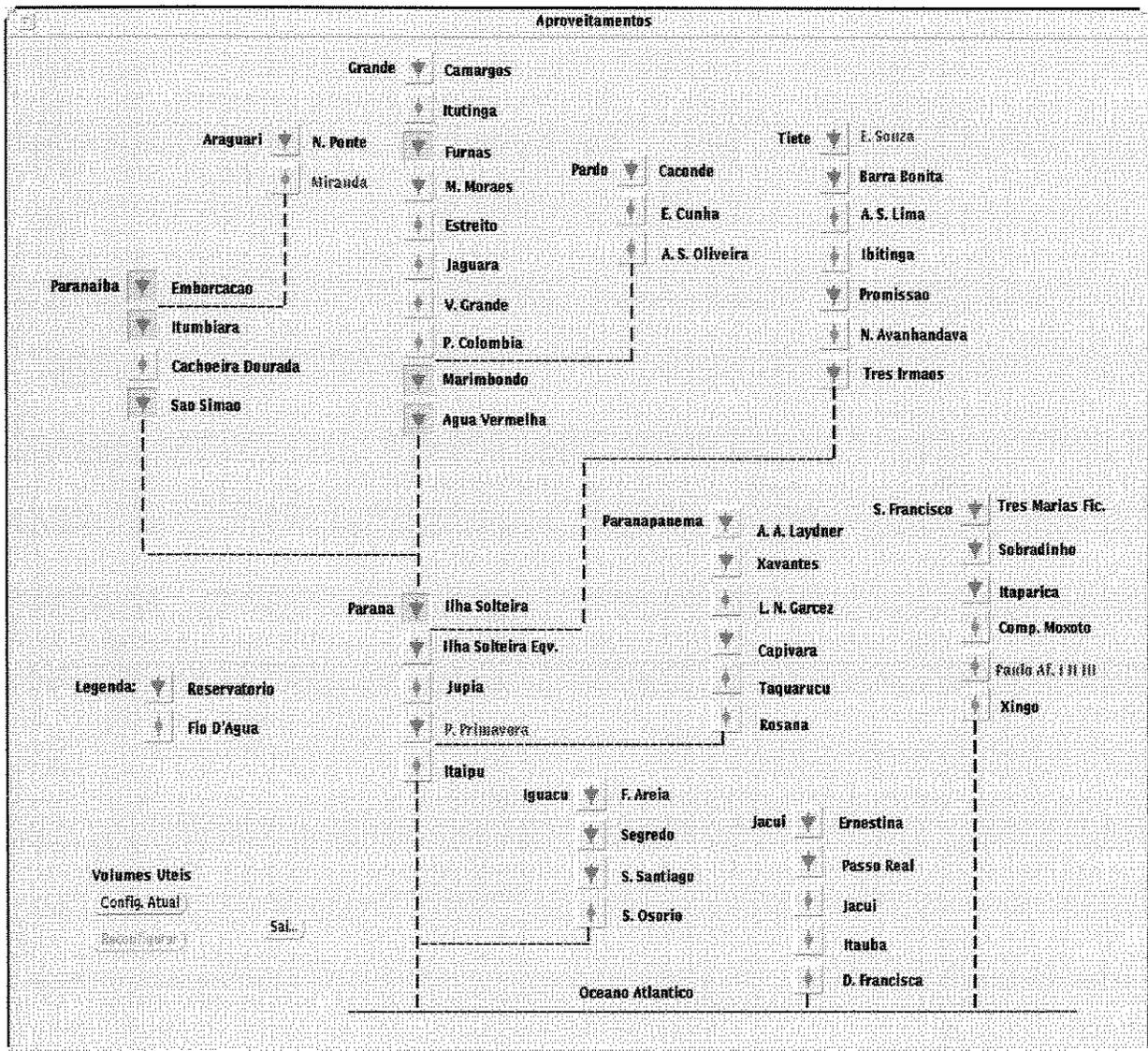
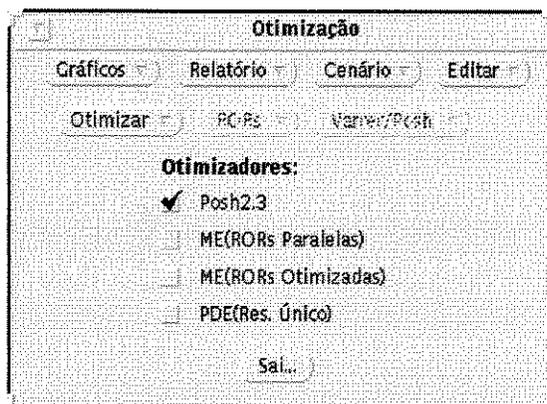


Figura 5.3 Escolha Gráfica dos Aproveitamentos



5.4 Tela de Otimização.

3- usuário necessita configurar um “Cenário” para o modelo de otimização. Escolhendo o cenário correspondente ao POSH2.3 no menu de Cenário, ele faz várias escolhas (Figura 5.5): neste caso, desativa o custo futuro, escolhe o tipo de afluência (histórica), o ano inicial (1966), o mês inicial (5 ou Maio), o nome do estudo (Teste7His), o horizonte (60 meses), o mercado (100% da potência instalada, ou $12572 \overline{MW}$, e não sazonal, ou constante), uma Taxa de Desconto (0, zero) e até mesmo a função objetivo, através da configuração de um parque termoeletrico (Figura A.1). Ao precionar “Configurar”, o SAPE se encarrega de fazer o DET (Despacho Econômico Termoeletrico - Capítulo 4 e Apêndice A) e formatar os arquivos necessários para que o POSH venha a ser executado. Foi configurado um outro estudo, Teste7MLT, com as mesmas 7 usinas. Utilizou-se como afluências 80% da MLT (Média de Longo Termo), ou seja, a média mensal das vazões de todo o histórico;

4- Configurado o Cenário o usuário pode mandar executar o otimizador. Terminada a execução, são mostradas mensagens no rodapé da janela principal;

5- O usuário parte para a análise dos resultados através do menu “Gráficos” (os resultados podem ser visualizados na forma gráfica) ou “Relatórios” (os resultados são apresentados na forma de relatórios numéricos). Exemplos de gráficos são mostrados a seguir.

O comportamento dos reservatórios é distinto. Os reservatórios de montante oscilam mais que os de jusante. Ilha Solteira opera a fio d’água (Figuras 5.6 e 5.8). Este tipo de resultado contradiz a hipótese de se operar o sistema utilizando regras lineares ou uniformes e propiciou a idéia de se utilizar regras não-uniformes (ou otimizadas), cuja obtenção será objeto de estudos de caso posteriores. São também mostradas as afluências para ambos os estudos nas Figuras 5.7 e 5.9.

Cenário Posh2.3

Custo Fut. Esperado
Ativa Custo Futuro

Estudo/PDE: MEunif

Fator K: 1.0

Hidrologia

Vazao Historica
 Vazao Sintetica
 Vazao Prevista
 Med. Longo Termo

Estudo: TesteCF100

% infl : 8.0

Mês Inicial : 5

Ano Inic. (1/1000): 1

Ano Inicial (31/90) : 66

Horizonte : 60

Mercado

Pot. Inst (MW): 12572

Sazonal
 Não Sazonal

% Pot. Inst. : 100

% Tx. Desc. : 0

Função Objetivo

Custo Térmico
 Configura

Figura 5.5 Tela para configuração de cenários para o POSH

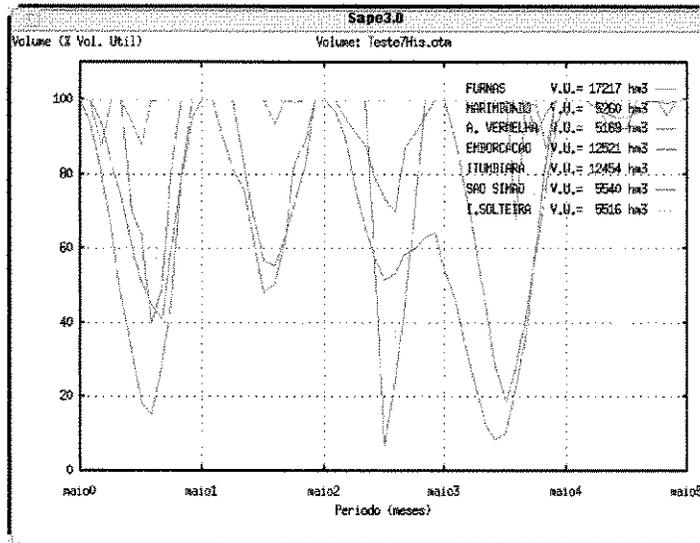


Figura 5.6 Trajetórias ótimas de volume (Histórico de vazões 5/66 a 5/70)

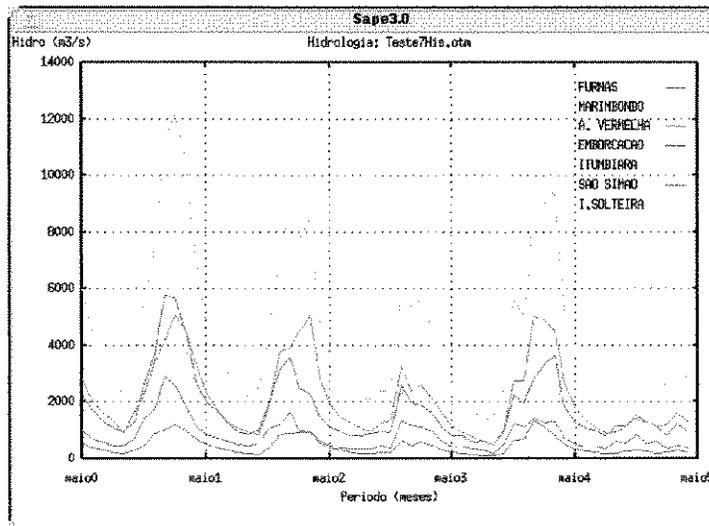


Figura 5.7 Histórico de Vazões 5/66 a 5/70

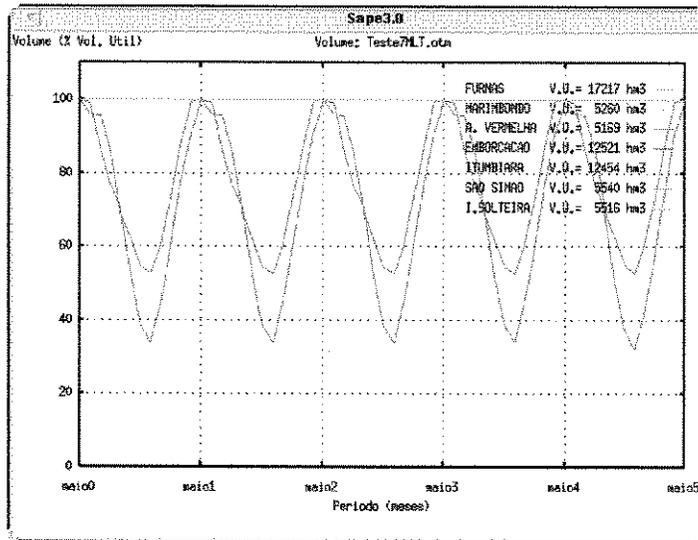


Figura 5.8 Trajetórias de Volume para Vazões da ordem de 80 % da MLT

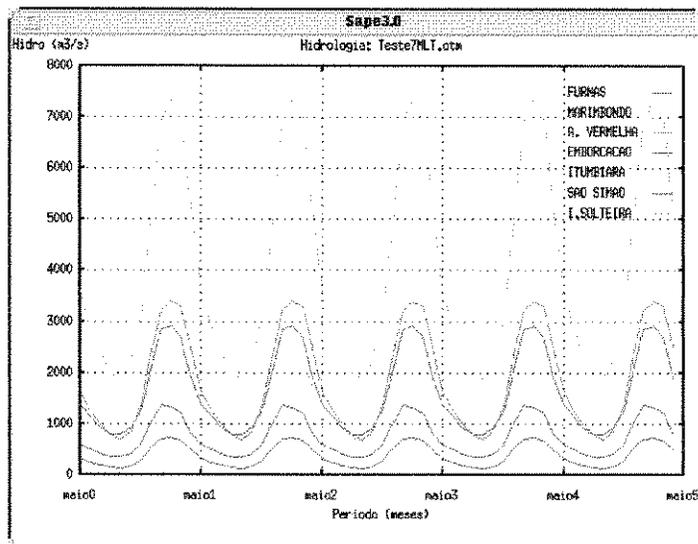


Figura 5.9 Vazões correspondentes a 80 % da MLT

5.2.2 Custo Futuro Esperado

Para se fazer o estudo de caso os procedimentos adotados são parecidos com aqueles adotados no estudo da Seção anterior. Um conjunto de usinas é escolhido mas o estado final de cada uma delas é deixado livre (0 % do volume útil do reservatório). Espera-se que no final do horizonte de planejamento todos os reservatórios estejam aproximadamente cheios, devido a diferenças entre as técnicas de modelamento de Longo e de Médio Prazos. Para resolver essa incompatibilidade foi criado um fator K que, deve ser ajustado de modo a se corrigir as incongruências.

No Cenário” de otimização (Figura 5.5) o Custo Futuro será ativado (apertando-se o botão correspondente). Aponta-se então o nome do estudo feito previamente com o ME. Das tabelas geradas pela PDE para cada mês do ano, a partir de 10 estados possíveis de energia afluyente do mês anterior (colunas) e 100 estados para energia armazenada (linhas), uma tabela de decisão com o custo esperado futuro de operação associado à decisão de geração calcula-se os custos médios por linha, obtendo-se um custo associado a cada valor discretizado de energia armazenada. Através dos dados contidos nos vetores de custo futuro esperado médio são ajustadas curvas, como mostrou-se na Seção 4.4 sobre o acoplamento dos Planejamentos de Médio e de Longo Prazos.

Foram realizados dois estudos:

- 1- TesteCF100: as mesmas 7 usinas, utilizando como afluências a mesma série de afluências do estudo anterior e $K = 1.0$, ou seja, somamos a função objetivo original o próprio custo original proveniente do longo prazo;
- 2- TesteCF105: as mesmas 7 usinas, utilizando como afluências a mesma série de afluências do estudo anterior e $K = 1.05$, ou seja, o custo original proveniente do longo prazo é aumentado de 5%.

Os resultados mostram que com uma correção de 5% as trajetórias ótimas de volume chegam a 100% do volume útil no final do horizonte de planejamento (Figuras 5.10 e 5.11).

É interessante observar que as trajetórias ótimas de volume (embora a seqüência de afluências seja a mesma) são ligeiramente diferentes daquelas da Figura 5.6. As soluções diferentes foram obtidas devido ao uso do Método do Gradiente Reduzido no primeiro caso (Figura 5.6) e do Método do Gradiente Conjugado no segundo caso (Figura 5.10). A razão da escolha de métodos diferentes é discutida em [17] e tal decisão é um exemplo de como o SAPE afeta a estruturação dos modelos.

O acoplamento entre as etapas de Longo e Médio prazos da Cadeia de Planejamento é um passo muito importante dentro dos estudos desenvolvidos. Podemos dessa forma obter soluções para um problema determinístico utilizando o custo futuro esperado de operação que é solução de um modelo estocástico. Além disso o horizonte de planejamento da etapa de Longo Prazo é de muitos anos a frente, enquanto que a de Médio Prazo considera horizontes menores.

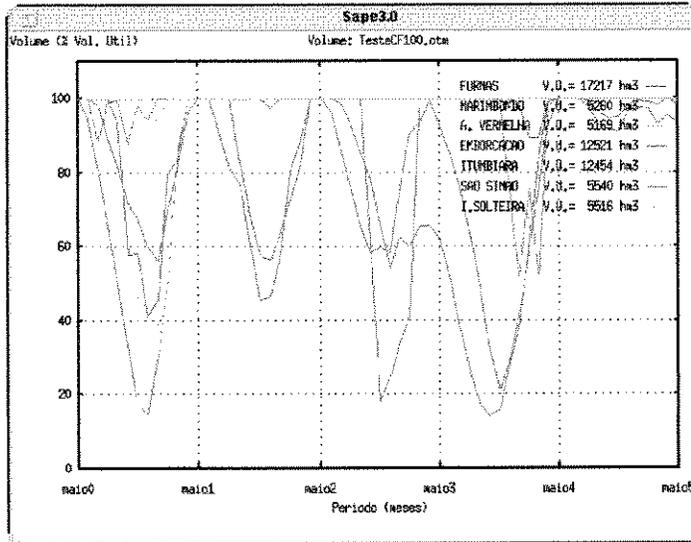


Figura 5.10 Trajetórias para K=1.0

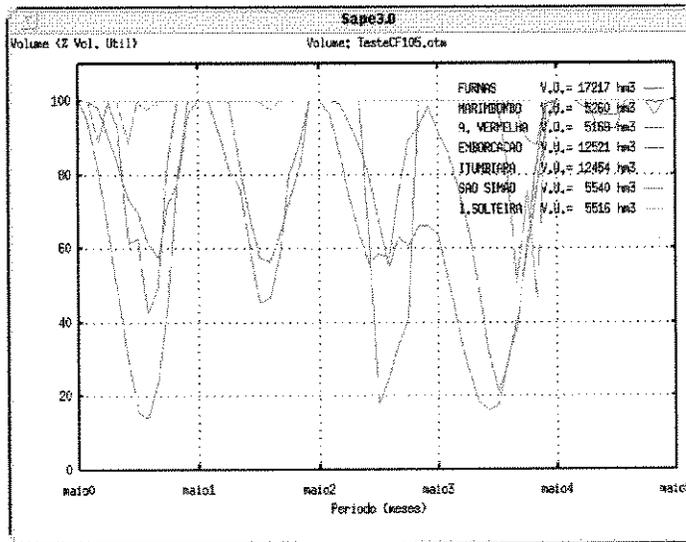


Figura 5.11 Trajetórias para K = 1.05

5.3 Planejamento de Longo Prazo: ME Clássico, Estudo de Caso

Como comentado anteriormente neste caso uma agregação do sistema hidroelétrico em um Modelo Equivalente que recebe, armazena e deflui energia e não água, deve ser feita segundo regras que determinem o comportamento de todos os reservatórios do sistema. Também foi dito que o ME Clássico adota uma regra uniforme que estabelece que a variação percentual de volume em todos os reservatórios será a mesma.

Os procedimentos para se fazer o estudo são parecidos com aqueles adotados nos Estudos de Médio Prazo na Seção 5.1, ou seja, um conjunto de usinas é escolhido e o usuário necessita configurar um “Cenário” para o modelo de otimização.

Escolhendo o cenário correspondente ao ME no menu de Cenário, ele faz várias escolhas (Figura 5.12): o tipo de afluência (histórica), o ano inicial (1931), o mês inicial (5 ou Maio), o nome do estudo (MEunif), o horizonte (600 meses), o mercado (100% da potência instalada, ou 12572 MW, e não sazonal, ou constante), uma Taxa de Desconto (0, zero) e a função objetivo, através da configuração de um parque termoeletrico (Figura 3.6). Ao precionar “Configurar”, o SAPE se encarrega de fazer o DET (Despacho Econômico Termoeletrico) e formatar os arquivos necessários para que o ME execute. Os resultados são apresentados nas Figuras 5.13, 5.14 e 5.15. São tabelas de decisão para Geração Hidráulica.

Cenário ME/PDE

Hidrologia

Vazao Historica
Vazao Sintetica
Med. Longo Termo

Estudo: MEunif

% mit : 100

Mês Inicial : 5

Ano Inicial : 31

Horizonte (meses): 600

Mercado

Pot. Inst (MW): 12572

Sazonal
Não Sazonal

% Pot. Inst. : 100

% Tx. Desc. : 0

Função Objetivo

Custo Termico

Configura

Figura 5.12 Cenário ME/PDE

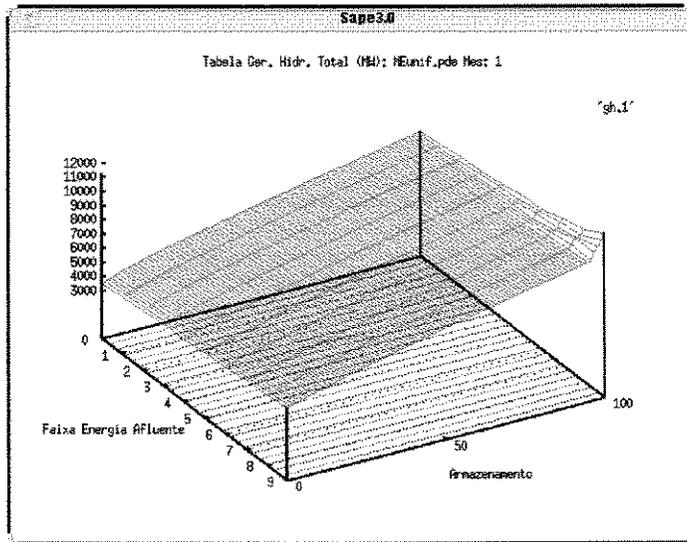


Figura 5.13 Tabela de Decisão - Geração Hidráulica - Mês de Maio (1)

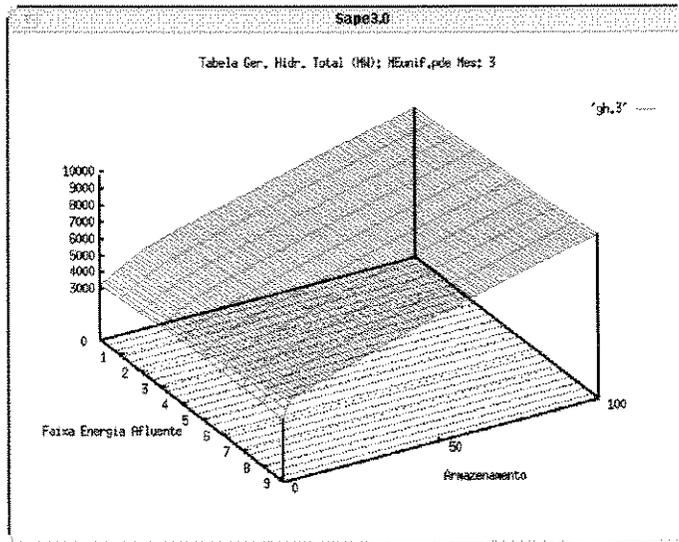


Figura 5.14 Tabela de Decisão - Geração Hidráulica - Mês de Julho (3)

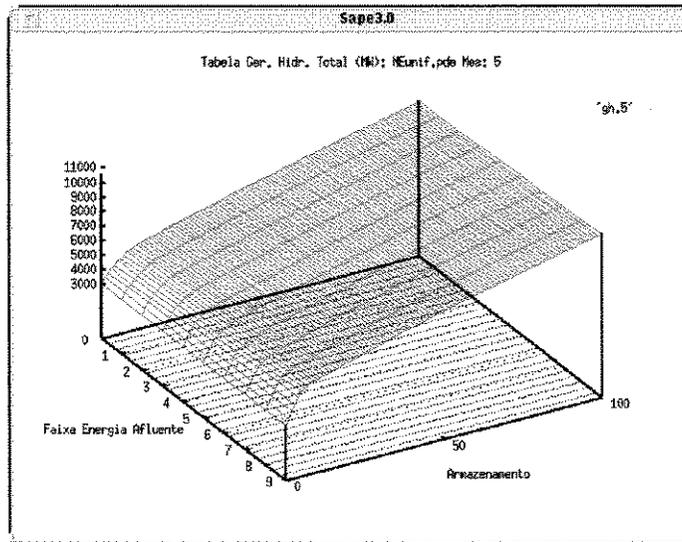


Figura 5.15 Tabela de Decisão - Geração Hidráulica - Mês de Setembro (5)

Podemos notar que a geração cresce com o nível de armazenamento em todos os casos, porém quando nos encaminhamos rumo aos meses mais secos (maio é o mais cheio) observamos uma diminuição da geração hidráulica.

5.4 Estudos de Varredura e a Obtenção de RORs Não Uniformes

Um tipo de estudo muito importante realizado com o auxílio do SAPE é aquele em que se utiliza do POSH (Modelo de Médio Prazo) para análise do comportamento de um sistema hidrotérmico em particular frente a todas as possíveis seqüências hidrológicas (vazões) possíveis baseadas ou no histórico natural ou em séries geradas sinteticamente através de modelos de séries temporais. Através desse processo o usuário, ou tomador de decisões, pode obter valores médios e curvas de permanência para as principais variáveis do problema; o que incrementa a confiabilidade no processo decisório.

Uma ferramenta foi implementada no SAPE de modo a permitir a geração automática de cenários hidrológicos variados e a execução em seqüência do POSH utilizando tais cenários. Esta ferramenta faz o que se chama “varredura” das séries de vazões. O processo consiste em especificar o horizonte de varredura e o de cada otimização com o POSH. Por exemplo, para se “varrer” todo o histórico natural de vazões hoje disponível no banco de dados do SAPE, se especificaria o ano inicial de varredura como sendo 1931 e o ano final 1985. O mês inicial poderia ser maio (5) e o horizonte de cada otimização 60 meses (cinco anos) como observado na Figura 5.16 que mostra uma janela para configuração de um cenário de varredura com o POSH.

Cenário Varredura

Hidrologia

Vazao Histórica

Vazao Sintética

Estudo: Teste7Var

Mês Inicial: 5

Ano Inic. (1/1000): 1

Ano Inicial (31/90): 31

Ano Final: 85

Horizonte: 60

Mercado

Pot. Inst (MW): 12572

Sazonal

Não Sazonal

% Pot. Inst.: 100

% Tx. Desc.: 10

Função Objetivo

Custo Térmico

Configura

Figura 5.16 Configuração de um cenário de varredura com o POSH para o sistema de 7 usinas

O primeiro cenário gerado utilizaria a seqüência de 5/31 a 5/35 e o último a seqüência de 5/85 a 5/90. Um total de 54 cenários e otimizações é o limite para o histórico natural de vazões do banco de dados do SAPE (Figura 5.17).



Figura 5.17 Esquema de Varredura com o histórico natural

O estudo de RORs não uniformes é feito desta maneira. Ou seja é gerada uma “massa” de dados variados: média dos volumes, curvas mensais de permanência, etc. Mas os dados mais importantes gerados para o levantamento de regras são aqueles que relacionam para cada estado de volume de cada reservatório o estado de armazenamento do sistema (em termos da energia armazenada). São “nuvens” de pontos como as mostradas para alguns reservatórios nas Figura 5.19 - 5.22. Em cima destas nuvens são ajustadas regras [16] utilizando um módulo específico do SAPE para ajuste de regras (Figura 5.18).

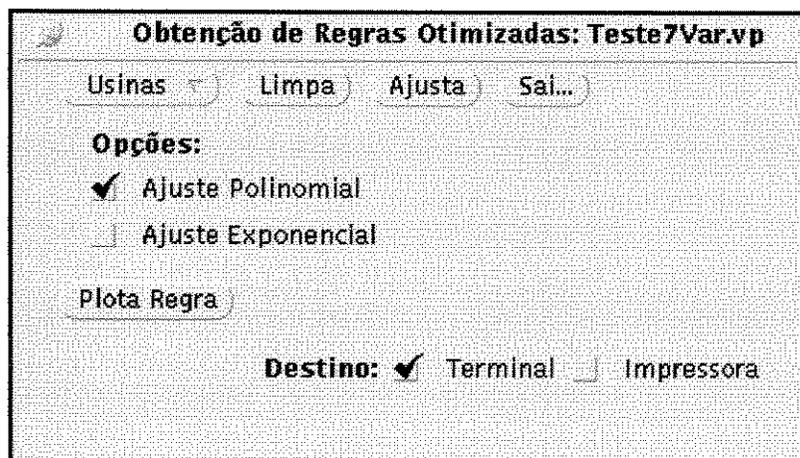


Figura 5.18 Ajuste automático de regras polinomiais ou exponenciais

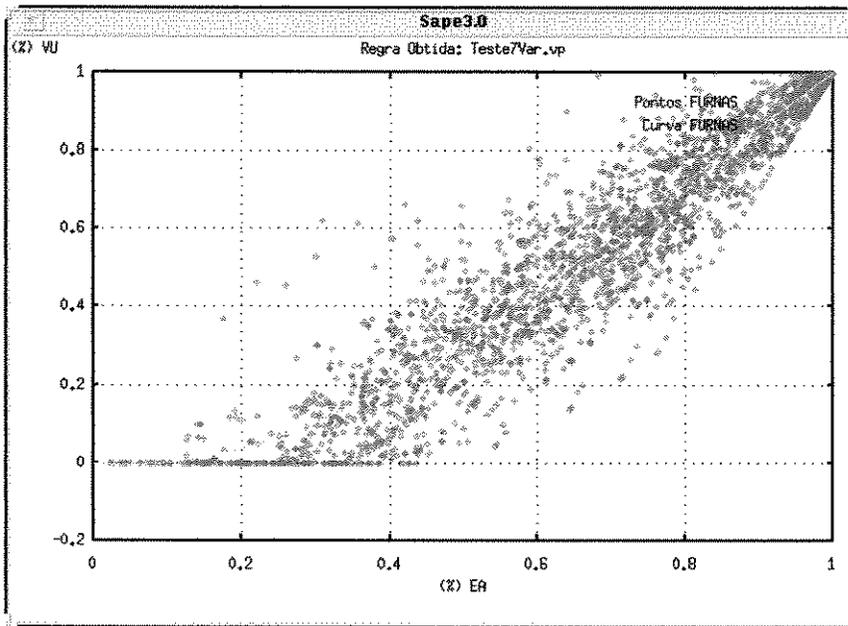


Figura 5.19 Regra polinomial ajustada para Furnas

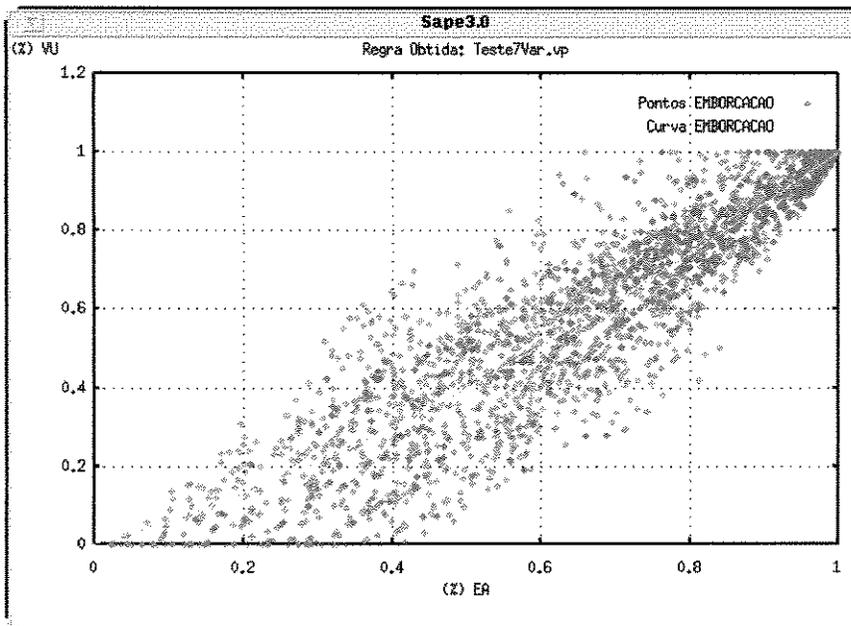


Figura 5.20 Regra polinomial ajustada para Emborcação

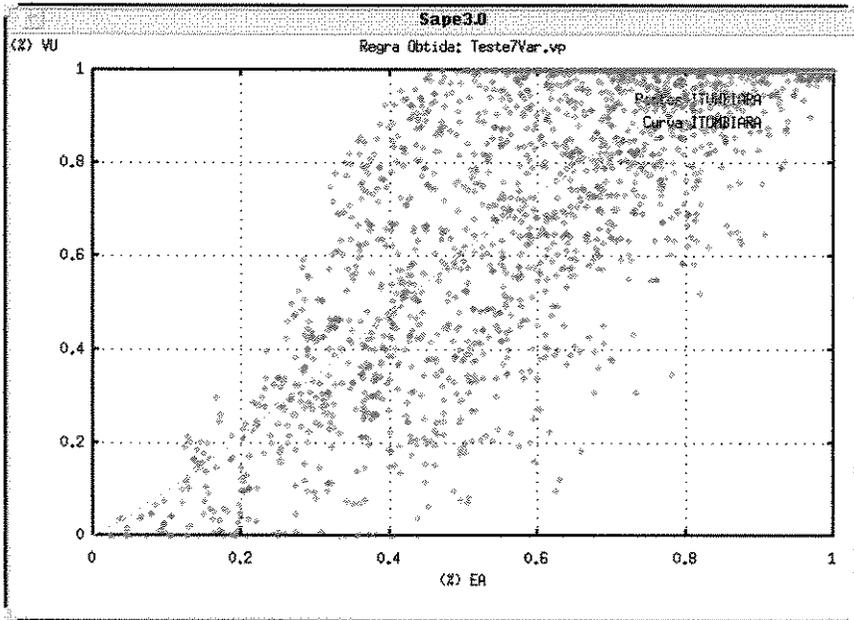


Figura 5.21 Regra polinomial ajustada para Itumbiara

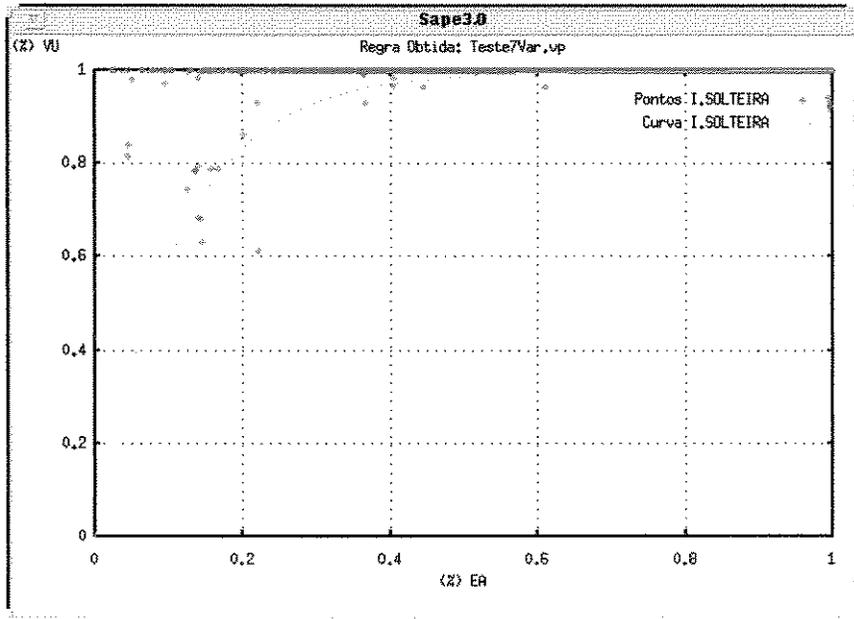


Figura 5.22 Regra exponencial ajustada para Ilha Solteira

Percebe-se pelo exemplo que as usinas de cabeceira (Furnas no exemplo) têm um papel maior na regulação da cascata. As usinas intermediárias regulam menos e aquela mais de jusante (Ilha Solteira no exemplo) opera quase o tempo todo a Fio D'água. Essas regras foram levantadas computacionalmente mas observando as nuvens de ponto pode ser que o tomador de decisões tenha o bom senso de notar que talvez a regra exponencial não seja a melhor no caso. Trabalhos futuros indicam a possibilidade de uma intervenção humana traçando em cima das nuvens as regras que ele julgar mais razoáveis. De qualquer modo as RORs não uniformes (ou otimizadas) quando utilizadas na agregação no ME têm mostrado um ganho em relação ao ME Clássico [16]

Capítulo 6

Simulação a Usinas Individualizadas

Como mencionado anteriormente a solução do Problema de Planejamento da Operação Energética geralmente é caracterizada pelo uso de modelos de otimização específicos vinculados a uma ferramenta de simulação. O desenvolvimento de uma Metodologia de Tomada de Decisão (MTD) que indique um curso de ações a serem realizadas pelo tomador de decisões durante a manipulação de diferentes modelos de otimização, previsão e suas combinações é um trabalho criativo.

A comparação entre diferentes MTDs é rara na literatura, especialmente quando esta comparação ocorre em um mesmo ambiente, usando o mesmo banco de dados, interface e uma única ferramenta de simulação que proporciona meios quantitativos para análise dos resultados. Uma das principais tarefas desse trabalho consistiu em “montar” diferentes MTDs combinando os diversos modelos disponíveis (apresentados no Capítulo 4) e integrá-las com um Simulador a Usinas Individualizadas (SUI) que constitui o coração do SAPE e permite a simulação em base mensal do sistema hidrotérmico de geração.

O SAPE foi concebido de modo a acomodar os diversos modelos e MTDs desenvolvidos. Uma de suas mais importantes características é a realimentação de informações que permite a constante reavaliação das perspectivas. Como resultado melhores modelos de otimização, previsão e MTDs são obtidos pois novos campos são abertos para a análise através das estatísticas sobre geração, estado dos reservatórios e características energéticas do sistema modelado (energias firme e secundária por exemplo). Isso tem como reflexo novos *insights*, experiências e conseqüentemente novos detalhes e informações específicas que serão acrescentadas aos modelos. Existem basicamente duas linhas de MTDs:

1- Baseadas no Modelo Equivalente (ME): A simulação com esta MTD requer o estabelecimento de RORs que permitam agregar o sistema hidroelétrico. Após a otimização as RORs são utilizadas para desagregar as decisões de geração hidráulica das tabelas da PDE em termos da defluência ou volume mensais para cada reservatório do sistema e assim viabilizar a simulação individualizada. Esta linha já está implementada no SAPE com dois tipos de RORs: uniformes (caso do ME Clássico) ou não uniformes como visto nos Capítulos 4 e 5.

2- Baseadas na Otimização Individualizada com o POSH: A decisão é definida pelo volume ótimo naquele mês ou a defluência ótima de cada usina no próximo mês do período de otimização. O processo é repetido mensalmente num esquema de horizonte rolante. A simulação com estas MTDs requer a definição de um horizonte de otimização em meses e de uma condição de contorno para o estado final dos reservatórios. Esta condição poderá ser a fixação do volume final ou uma função de custo futuro esperado de operação onde o volume final é livre.

O SUI é caracterizado por três componentes básicos: o **cenário de simulação**, o **cenário de otimização** e a **MTD**. Nele são obedecidas as equações de balanço hidráulico para cada usina do sistema. Consideram-se os limites operacionais individuais (armazenamento máximo, defluência mínima, turbinagem máxima variável, etc) e utilizam-se para o cálculo das gerações hidráulicas funções de geração detalhadas (como visto no Capítulo 3).

6.1 SUI com MTDs Baseadas no Modelo Equivalente

Neste caso o objetivo da simulação com o SUI é a observação do comportamento do sistema segundo as diferentes políticas de operação. Neste caso, a tarefa consiste em seguir a política de turbinagem ótima fornecida pelas tabelas da PDE, segundo o histórico de energia afluyente e supondo conhecida a demanda durante a simulação.

Assim uma vez obtida uma meta de geração u_t^* , $t = 1, 2 \dots T$ da tabela da PDE, esta meta deve ser distribuída entre as usinas do sistema segundo as RORs adotadas. Um desagregador busca cumprir as metas de geração em termos hidráulicos. Após isso, calcula-se o novo estado do sistema, ou seja, o valor real da energia armazenada no sistema equivalente uma vez cumprida a meta de geração.

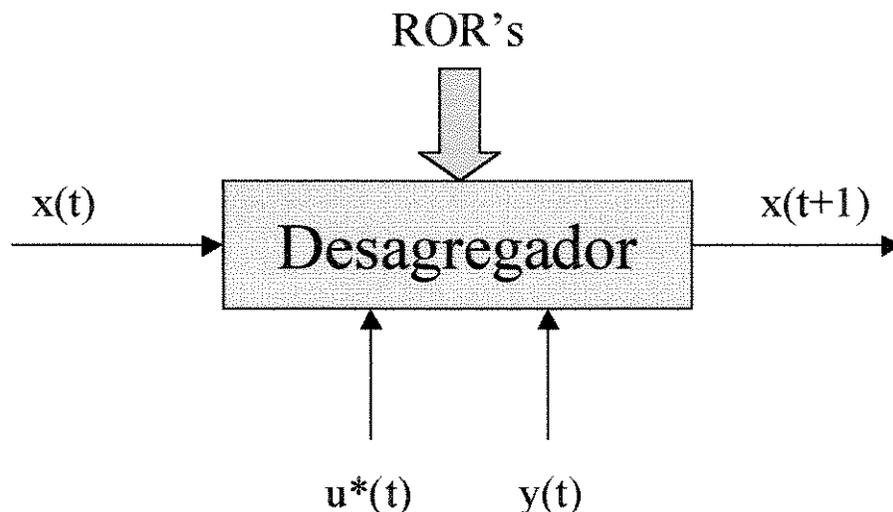


Figura 6.1 Esquema conceitual de um desagregador de metas

O desagregador de metas utiliza uma heurística de operação que supondo afluências e demanda ao sistema conhecidas e adotando RORs, busca encontrar a percentagem de volume dos reservatórios em cada período, de tal modo que a demanda de energia hidráulica seja satisfeita. Ao conhecermos o volume dos reservatórios e as afluências, podemos calcular o volume de água defluente em um certo período (equação de balanço hidráulico) e assim determinar a geração hidroelétrica em cada período. O algoritmo pode ser descrito da forma a seguir, onde um passo importante é o cálculo de um novo estado de armazenamento para o sistema e uma nova percentagem para o volume dos reservatórios para as usinas componentes. Este passo deve aproximar cada vez mais a operação hidráulica obtida da demanda dada inicialmente, ou seja, deve ser um método de convergência.

Algoritmo:

```

Para cada intervalo de tempo t
{
    Armazenamento do sistema em t=armazenamento do sistema em t-1;
    Enquanto a geração hidráulica obtida for diferente da demanda:
    {
        Calcular o volume de cada reservatório pela ROR no período t;
        Calcular a defluência das usinas no período t;
        Calcular a geração hidráulica no período t;
        Se a geração hidráulica obtida for diferente da demanda então:
            -Calcular um novo estado de armazenamento para o sistema;
            -Calcular os novos volumes dos reservatórios
        senão
            -Avançar para o próximo período.
    }
}

```

Neste algoritmo, o armazenamento do sistema é corrigido de acordo com a diferença relativa entre a demanda e a geração hidráulica obtida.

O desagregador considera características individuais não consideradas no agregador, tais como turbinagens máximas e defluências mínimas de cada usina. Ele utiliza de valores de afluência em termos hidráulicos e não em termos energéticos, podendo inclusive adotar RORs uniformes, possibilitando a comparação direta com a simulação agregada, que pressupõe a operação em paralelo do sistema durante a simulação. Além disso é possível acompanhar a trajetória de cada reservatório separadamente,

melhorando o processo de análise dos resultados. A seguir (Figura 6.2) é mostrado um diagrama de blocos para o SUI no caso da primeira linha de MTDs.

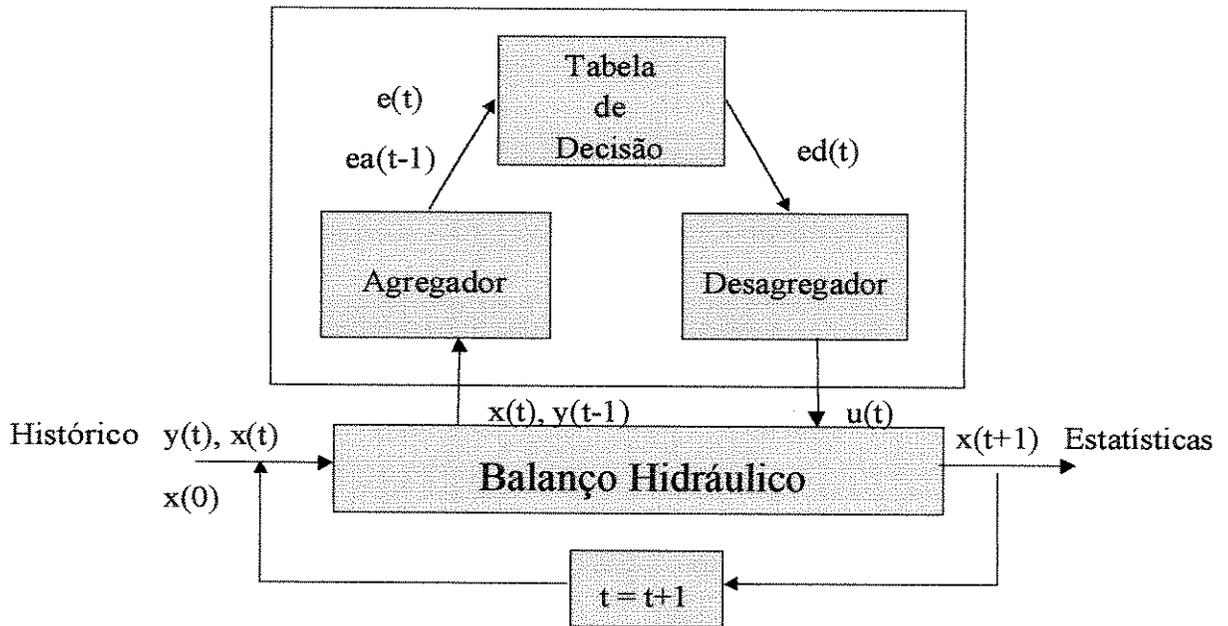


Figura 6.2 Diagrama de Blocos para o SUI: primeira linha de MTDs

6.2 SUI com MTDs Baseadas na Otimização com o POSH

Nesta seção é apresentado um SUI com uma MTD baseada na otimização do sistema a usinas individualizadas, com horizonte de otimização variável ao longo do ano (para cada mês) e estado final dos reservatórios fixado ou com estado final livre mas considerando o custo esperado futuro de operação do planejamento de Longo Prazo.

O procedimento de simulação consiste na varredura do horizonte de simulação mês a mês, sendo que em cada período deste horizonte é executada uma otimização. Os resultados obtidos para o primeiro período da otimização referentes ao volume e à defluência são implementados de acordo com o cenário da simulação para aquele período e a próxima otimização é feita começando do próximo período. Este procedimento pode ser esquematizado e melhor visualizado através da Figura 6.3.

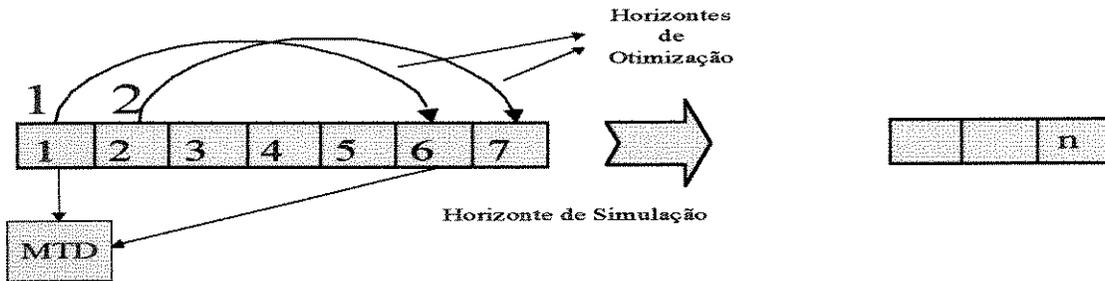


Figura 6.3 Esquema para visualização do processo de simulação

Cada passo na Figura 6.3 pode ser quebrado em um esquema parecido com o da Figura 6.2 porém as MTDs não possuem nesse caso agregadores e desagregadores uma vez que as políticas já são obtidas mês a mês o que é mostrado na Figura 6.4.

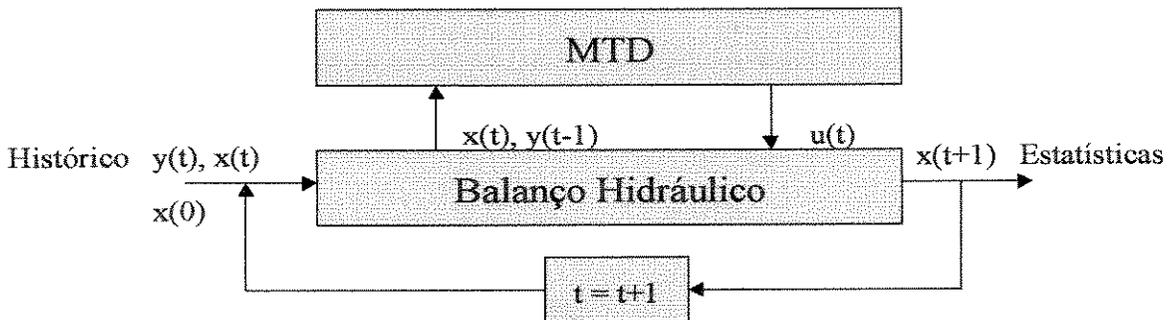


Figura 6.4 Diagramas de Blocos para o SUI: segunda linha de MTDs

6.3 Estudo de Caso com o SUI

O processo de configuração de estudos de caso não é muito diferente daquele utilizado para configuração de estudos de caso com os otimizadores. Janelas específicas estão disponíveis ao se chamar via Janela Principal uma Janela de Simulação. Basicamente se segue os seguintes passos: a escolha das usinas que comporão o sistema juntamente com seus volumes máximos e mínimos; a configuração de um cenário de simulação que inclui os itens afluência, horizonte da simulação, mês inicial, nome do estudo, etc. Uma janela típica para configuração de cenários para estudos de simulação é mostrada na Figura 6.5.

Cenario Sim/PDE

Dados da Simulação:

Vazao Histórica
Vazao Sintética

Tipos de Estudo:

Regras Paralelas
Regras Otimizadas
Reservatório Unico

Tipo de Decisão:

Volume

Estudo: Tes7MEun

Ano Inicial: 60

Mês Inicial: 5

Horizonte: 60

Mercado:

Pot. Inst (MW): 12572

Sazonal
Não Sazonal

% Pot. Inst.: 100

% Tx. Desc.: 0

Função Objetivo

Custo Térmico

Est. Var. Posh:

Estudo: teste

Nome Estudo PDE:

Estudo: MEunif

Configura

Figura 6.5 Exemplo de Cenário para Simulação (nesse caso com o ME)

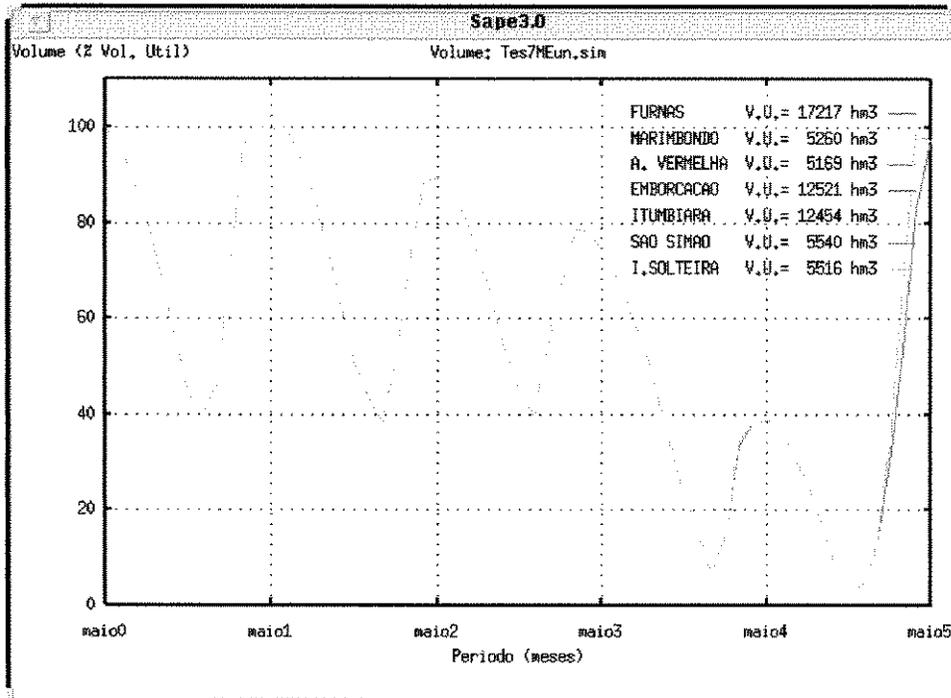


Figura 6.6 Simulação com o ME Clássico 5/60 a 5/64

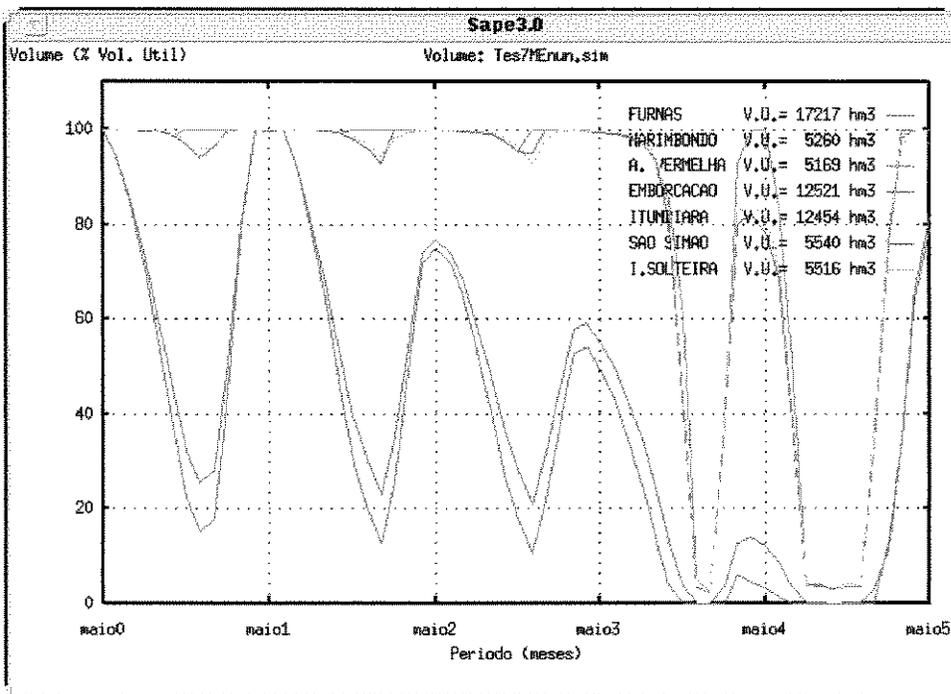


Figura 6.7 Simulação com o ME utilizando RORs não uniformes 5/60 a 5/64

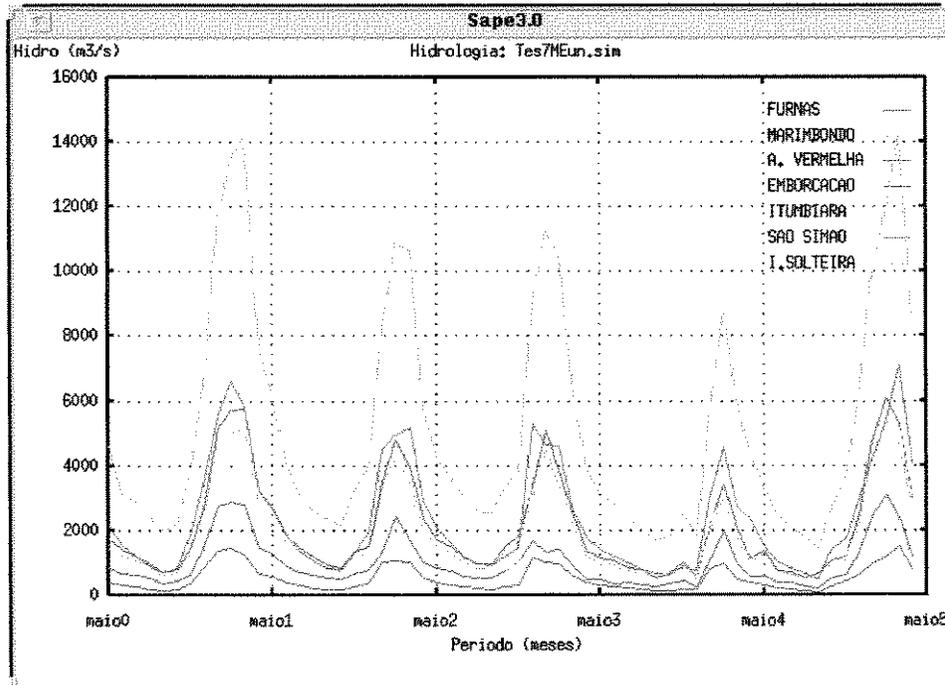


Figura 6.8 Histórico de Vazões 5/60 a 5/64 utilizado nos estudos

Os estudos de simulação com o ME Clássico (Figura 6.6) bem como o com o ME que utiliza regras não uniformes (ME não convencional, Figura 6.7) foram realizados com vazões históricas no período de 5/60 a 5/64 (Figura 6.8). O horizonte de ambas as simulações foram de 60 meses. Foi utilizado como mercado 100% da capacidade instalada do sistema de 7 usinas (o mesmo sistema utilizado nos estudos de otimização do Capítulo 5), ou seja 12572 MW.

A geração hidráulica média obtida com o estudo com o ME Clássico foi de 8034,6 MW. Com o estudo ME não convencional essa geração hidráulica média foi de 8213,3 MW. Ou seja, a utilização de RORs não uniformes (otimizadas) proporcionou um ganho real de geração hidráulica no sistema de aproximadamente 2%.

Para melhor avaliar esse tipo de ganho é conveniente que não se use apenas um período do histórico de vazões. Resultados mais apurados têm sido obtidos utilizando uma ferramenta de varredura com o simulador implementada no SAPE [16].

6.4 Estudo de Caso: Energia Firme e Secundária de um Sistema

Será apresentado aqui um procedimento para avaliar o potencial de energia secundária do sistema hidrelétrico brasileiro baseado nas MTDs e no SUI já apresentados anteriormente. Com o auxílio do Módulo de Varredura de Simulações do SAPE foram levantadas curvas de permanência da geração hidroelétrica das quais são extraídas algumas características energéticas do sistema (quantidade de energias firme e secundária disponíveis e probabilidades). As características energéticas são fundamentais para se estabelecer uma política de aproveitamento da energia secundária.

Os conceitos envolvidos na determinação da energia firme e secundária de um sistema hidroelétrico são [20]:

1- **A Energia Firme** de um sistema gerador é o maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema sem ocorrência de *deficit*, no caso de repetição das afluências do registro histórico.

2- **A Energia Secundária** de um sistema gerador é o excesso de energia, em relação à energia firme, possível de ser produzido nas seqüências hidrológicas favoráveis. É usualmente calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões (média a longo termo) e a energia firme.

A determinação da energia firme e secundária de um sistema gerador depende da política operativa fornecida por uma MTD. Ambas podem ser determinadas através da operação deste sistema sobre o histórico de hidrologias registradas. O histórico de vazões considerado neste trabalho é constituído pelas ocorrências de 1931 a 1989. Para se levantar um conjunto substancial de dados foram feitas varreduras em todo o histórico de vazões utilizando as políticas operativas fornecidas pelas MTDs descritas no início desse Capítulo.

Dado um sistema gerador de energia hidroelétrica, uma varredura é a repetição de simulações de uma dada política operativa tomando seqüências hidrológicas do histórico de vazões. Cada simulação possui um horizonte de 5 anos e a discretização das decisões é mensal. Adotou-se que o mercado de energia a ser atendido é numericamente igual a potência instalada no sistema gerador. O sistema térmico é representado por uma única usina com função de custo térmico quadrático e capacidade ilimitada de geração.

A Figura 6.9 apresenta um esquema do processo de varredura. A primeira operação do sistema tem início no ano de 1931 e término em 1936, a segunda tem início em 1932 e término em 1937, e assim por diante. Este processo se repete até que a última simulação tenha início em 1984 e término em 1989. Portanto, uma varredura com o horizonte de 1931 a 1989 totaliza 54 simulações e 3240 valores de decisão hidráulica mensal.

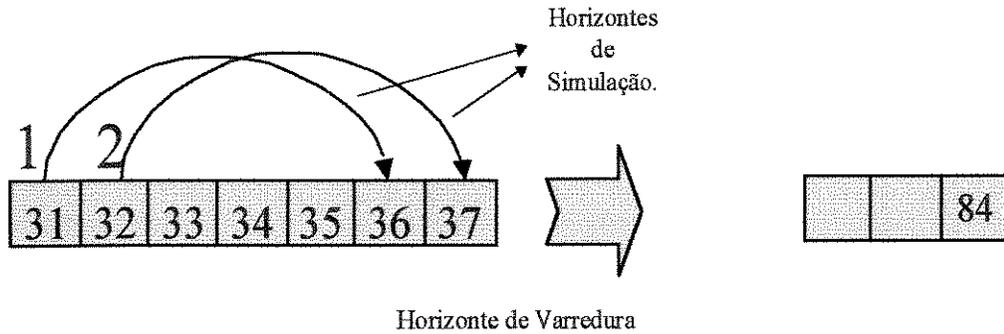


Figura 6.9 Esquema do processo de varredura de simulações

A informação de interesse nas simulações é a geração hidráulica mensal. O conjunto total de gerações mensais pode ser ordenado numa curva de permanência como a da Figura 6.10. Segundo a definição de energia secundária, sua determinação é feita subtraindo-se a energia firme da geração média do sistema.

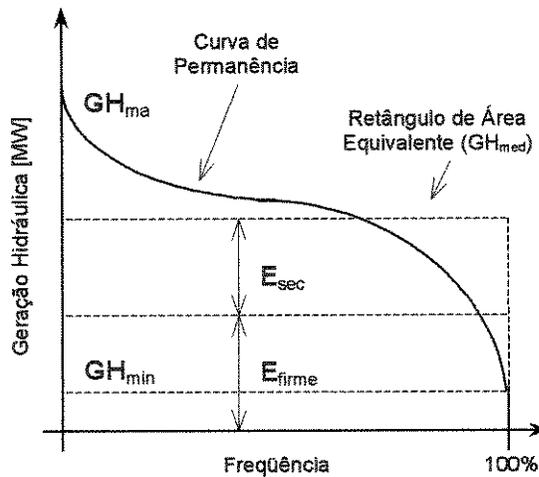


Figura 6.10 Determinação da energia secundária

A energia firme do sistema é calculada em uma simulação onde o sistema gerador é solicitado a atender um determinado valor de mercado de maneira constante. Através de um processo iterativo ajusta-se o maior mercado que permita a simulação sem *deficit*. Quando se alcança este objetivo, o mercado em questão é denominado de energia firme do sistema. Esse processo iterativo pode ser feito automaticamente no SAPE.

Note que existe uma diferença entre a geração mínima na curva de permanência e a energia firme do sistema. Isto se deve às diferenças existentes nas hipóteses consideradas no cálculo cada uma das energias. A energia firme pressupõe a geração constante do sistema enquanto a geração mínima é obtida pressupondo a operação ótima do sistema, a qual não é necessariamente constante.

A seguir é apresentado um estudo de caso com as 7 usinas do sistema sudeste brasileiro usadas até o momento.

Usinas	Potência Instalada [MW]	Volume Útil [hm ³]
Furnas	1312	17217
Marimbondo	1488	5280
Água Vermelha	1380	5169
Emborcação	1192	12521
Itumbiara	2280	12454
São Simão	1680	5540
Ilha Solteira	3240	5516

A energia firme levantada para o sistema acima no caso da simulação com o ME (PDE) foi de 5160 MW médios. No caso da simulação com o POSH (estado final fixado) foi a mesma. Porém a energia secundária foi de 2956 MW médios no primeiro caso e 3206 MW médios no segundo caso.

As curvas de permanência das duas políticas alternativas foram bastante semelhantes (Figura 6.11), validando os resultados melhores obtidos com o POSH. Note ainda que a curva de permanência fornece informação sobre as probabilidades associadas às disponibilidades energéticas do sistema, informação fundamental para qualquer política de exploração econômica dessa energia secundária. Um estudo mais apurado pode ser feito com a varredura de simulações sobre séries sintéticas de afluências.

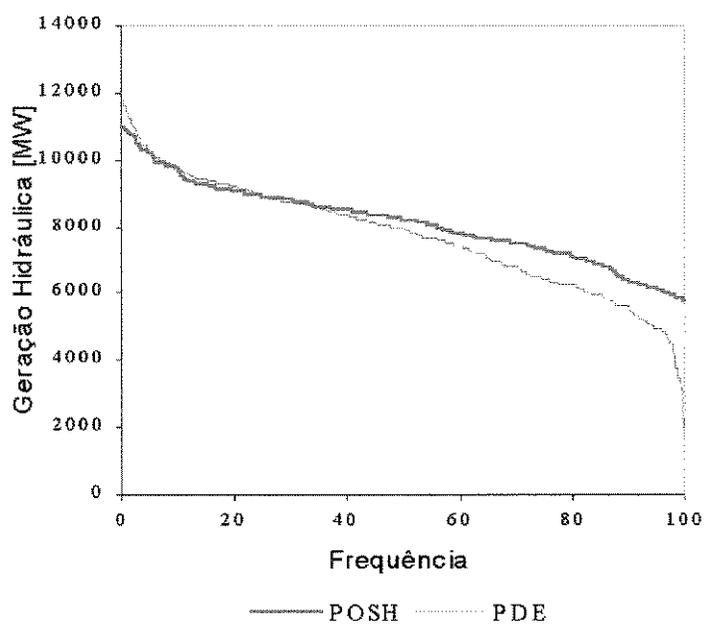


Figura 6.11 Curvas de Permanência: POSH x PDE

Capítulo 7

Conclusões

As metodologias de Planejamento da Operação Energética estudadas no âmbito do SAPE tem sofrido estudos bastante detalhados. Estes estudos fornecem uma realimentação para a incorporação de novas nuances nos modelos. O constante aprimoramento das técnicas de modelagem é uma das principais vantagens oferecidas pelo SAPE.

Outra contribuição importante do presente trabalho consiste na flexibilidade no trato com as informações provenientes do modelo graças a interface amigável desenvolvida e à arquitetura do SAPE. O SAD permite a integração de diversos modelos constituindo Metodologias de Tomada de Decisão. Essas metodologias são testadas em um Simulador a Usinas Individualizadas (SUI) que constitui o coração do sistema. A comparação entre diferentes metodologias que combinem otimizadores e outros modelos é algo inédito na literatura, principalmente quando se considera um ambiente amigável, um banco de dados único e as mesmas ferramentas de análise. Os resultados produzidos têm sido bastante satisfatórios conforme observado nos Capítulos 5 e 6.

O SAPE também tem se mostrado muito útil em treinamento de pessoal, conforme foi observado com o pessoal do COSE (Curso de Operação de Sistemas Energéticos). O sistema contribui nesse sentido pois o usuário (ou tomador de decisões) não tem de se preocupar com detalhes de implementação dos modelos matemáticos (embora isso também seja importante) mas muito mais com as metodologias de planejamento (dentre as várias propostas).

Problemas foram encontrados principalmente no tocante a reengenharia do sistema. Primeiramente devido à percepção de que o sistema antigo não estava na realidade completamente desenvolvido, restando a implementação de módulos como o SUI (muito importante pois permite realmente a análise comparativa das diversas metodologias de planejamento propostas, como feito nos dois últimos estudos de caso do Capítulo 6), novos recursos de análise gráfica e constantes reajustes nos módulos dos modelos existentes (que conforme o sistema ia sendo utilizado iam sendo também aprimorados).

Existe muito ainda por fazer embora também muito já tenha sido feito até o momento. Quando se olha para trás o que se percebe é que no início se tinha muito pouco e aprendeu-se muito no decorrer de todo esse tempo. Muitas idéias novas e mesmo uma reimplementação do sistema têm sido consideradas:

- a paralelização dos módulos de varredura, o que economizará bastante tempo de processamento viabilizando estudos de casos mais completos e complexos (com os novos modelos em desenvolvimento inclusive);

- novos recursos gráficos, como a animação das otimizações e simulações deverão permitir uma melhor visualização destes processos em execução e com isso o aperfeiçoamento dos mesmos;
- no que diz respeito ao sistema, sua interface deve ser aprimorada de modo a refletir de forma mais coerente a metodologia de trabalho que tem sido desenvolvida, o que acarretará em um novo *design* mais intuitivo para a mesma;
- no que diz respeito ao banco de dados, o uso de um banco de dados relacional para armazenamento dos dados do sistema e seu gerenciamento em conjunto com a técnica utilizada atualmente seria muito conveniente (i.e. seria interessante para o usuário poder editar seus estudos de caso, tornando desnecessário a replicação dos mesmos quando da modificação de certos dados do estudo).

Apêndice A

Estudo de Caso com o DET

A seguir é mostrado um estudo de caso onde curvas de custo mínimo e custo marginal de operação de sistemas térmicos serão exemplificadas.

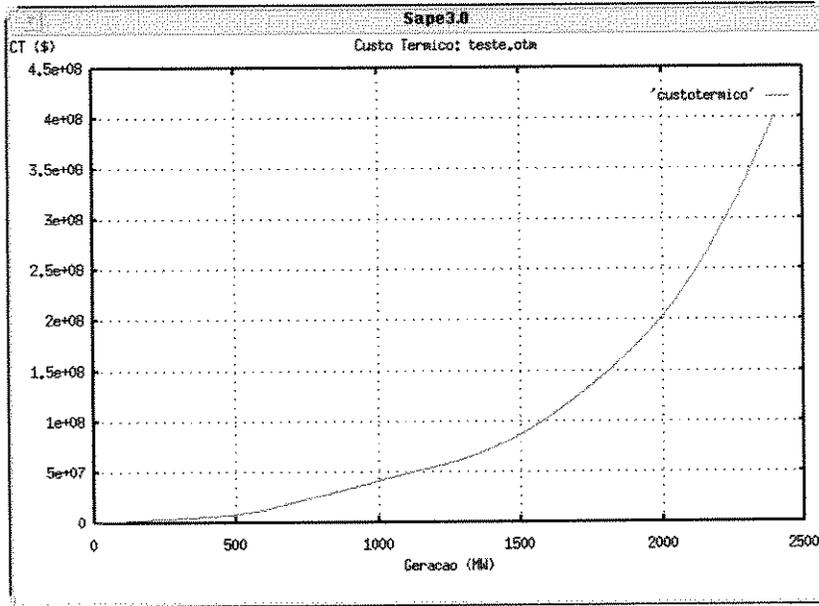
O algoritmo para a obtenção do despacho econômico termoeletrico foi elaborado e implementado segundo a descrição feita no Capítulo 4, consistindo em um módulo funcional do SAPE que possibilita a configuração de sistemas compostos de várias unidades térmicas.

Despacho Economico Termoeletrico (DET)					
Numero Classes: 5					
Custo (US\$) = a + b * G + c * G ²					
Térmica 0	a: 0.0	b: 5040	c: 100	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 200
Térmica 1	a: 0.0	b: 14440	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 350
Térmica 2	a: 0.0	b: 36000	c: 250	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 500
Térmica 3	a: 0.0	b: 72000	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 650
Térmica 4	a: 0.0	b: 100000	c: 400	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 700

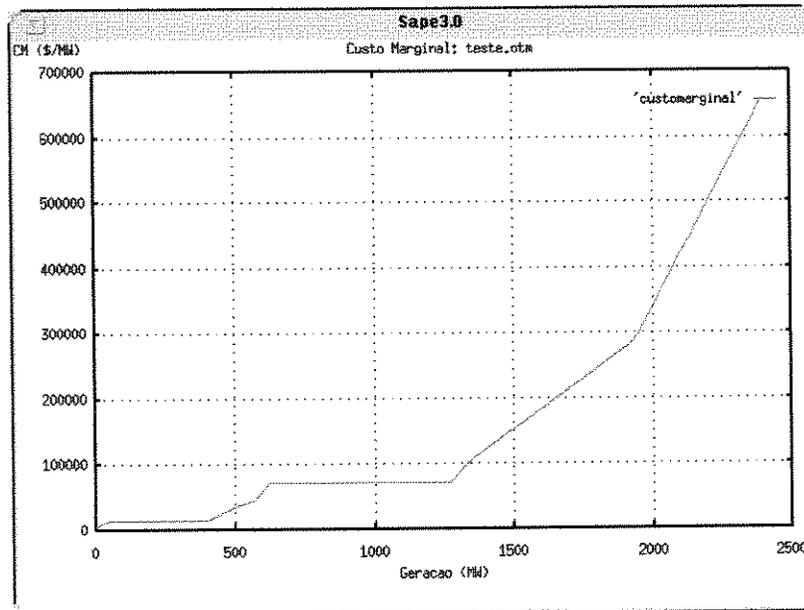
Entre com os custos em ordem crescente! As curvas de custo podem ser visualizadas no editor de custos apos configuracao.

Figura A.1 Janela de Configuração de Classes Térmicas

O SAPE permite escolher o número de usinas térmicas que irão compor o conjunto. Com o número de térmicas já escolhido, é aberta a janela da Figura A.1 onde os dados de custo e capacidade de geração podem ser definidos. Pode-se inserir funções quadráticas de custo, um limite de geração mínimo e um máximo, como no exemplo. Após inserir as funções de custo térmico e as faixas operativas das usinas, o SAPE executa o DET e então pode-se visualizar os gráficos de custo (Figura A.2) e custo marginal (Figura A.3) do sistema térmico.



Figuras A.2 (acima) e A.3 (abaixo) Custos do parque termoeletrico configurado.



No caso específico do sistema Sul/Sudeste Brasileiro foi feito um despacho econômico termoeletrico. Os valores utilizados estão na tabela abaixo [21]:

Nome	Custo Marginal (R\$/MW mês)	Geração Máxima(MW)
1. Angra (nuclear)	5840	420
2. Santa Cruz (óleo)	27740	455
3. Piratininga + Igarapé (óleo)	32120	460
4. S. Gonç.+R. Silv.+Carioba (óleo)	51100	70
5. Presidente Médici (carvão)	10220	318
6. J.Lacerda+Figueira (carvão)	14600	354
7. Charqueadas+S.Jerônimo (carvão)	29200	64
8. Alegrete+Nutepa (óleo)	43800	73

Os dados de custos marginais são inseridos no sistema de forma análoga ao exemplo anterior, mais genérico. Aqui os custos são constantes. Os resultados podem ser observados nos gráficos das Figuras A.4 (Custo Térmico) e A.5 (Custo Marginal).

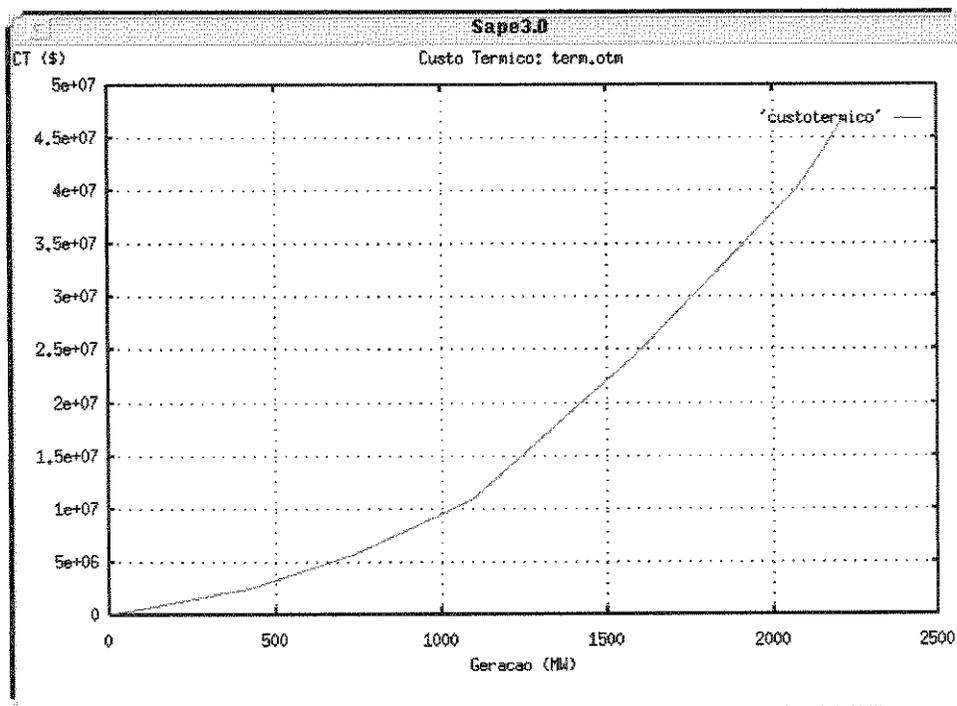


Figura A.4 Custo Térmico: Sistema Sul/Sudeste Brasileiro

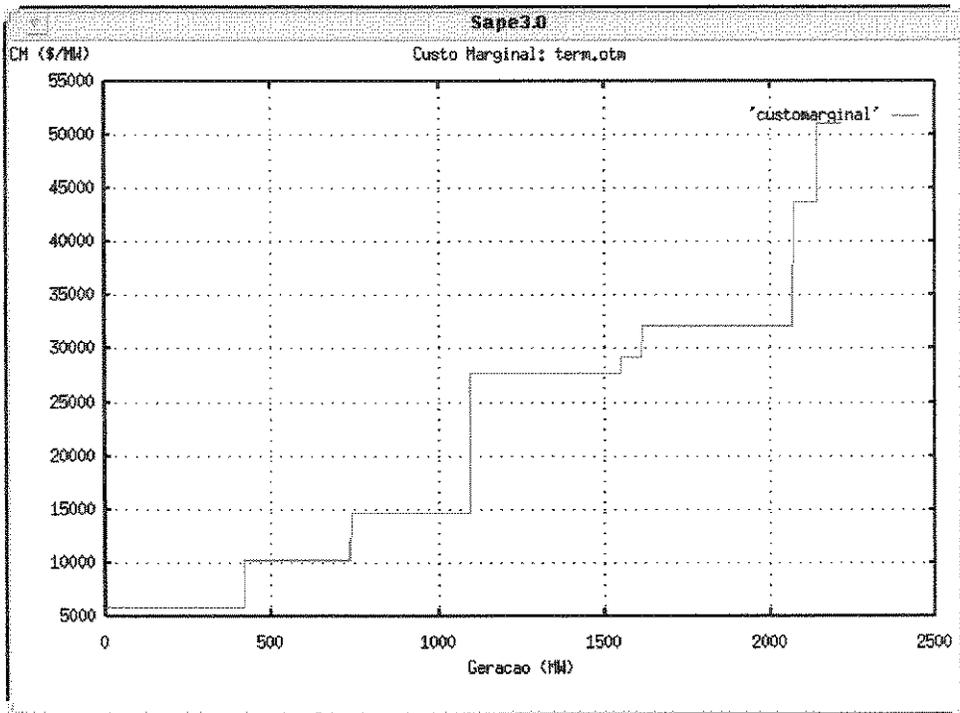


Figura A.5 Curva de Custo Marginal para Sistema Sul/Sudeste Brasileiro

Apêndice A

Estudo de Caso com o DET

A seguir é mostrado um estudo de caso onde curvas de custo mínimo e custo marginal de operação de sistemas térmicos serão exemplificadas.

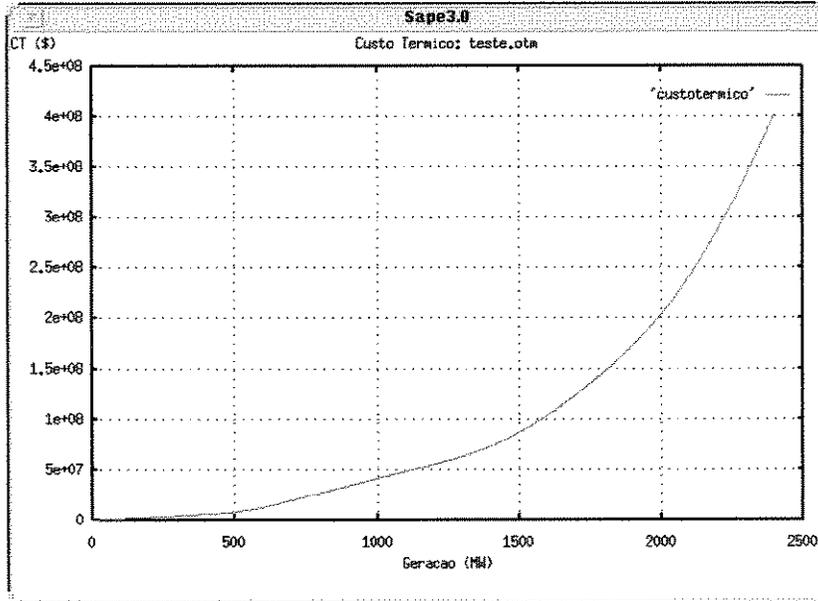
O algoritmo para a obtenção do despacho econômico termoeletrico foi elaborado e implementado segundo a descrição feita no Capítulo 4, consistindo em um módulo funcional do SAPE que possibilita a configuração de sistemas compostos de várias unidades térmicas.

Despacho Economico Termoeletrico (DET)					
Numero Classes: 5					
Custo (US\$) = a + b * G + c * G ²					
Térmica 0	a: 0.0	b: 5040	c: 100	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 200
Térmica 1	a: 0.0	b: 14440	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 350
Térmica 2	a: 0.0	b: 36000	c: 250	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 500
Térmica 3	a: 0.0	b: 72000	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 650
Térmica 4	a: 0.0	b: 100000	c: 400	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 700

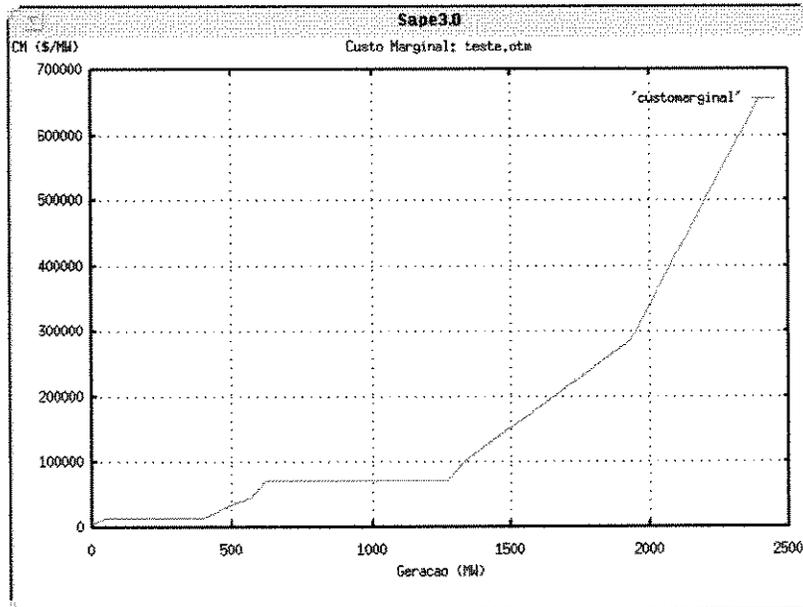
Entre com os custos em ordem crescente! As curvas de custo podem ser visualizadas no editor de custos apos configuracao.

Figura A.1 Janela de Configuração de Classes Térmicas

O SAPE permite escolher o número de usinas térmicas que irão compor o conjunto. Com o número de térmicas já escolhido, é aberta a janela da Figura A.1 onde os dados de custo e capacidade de geração podem ser definidos. Pode-se inserir funções quadráticas de custo, um limite de geração mínimo e um máximo, como no exemplo. Após inserir as funções de custo térmico e as faixas operativas das usinas, o SAPE executa o DET e então pode-se visualizar os gráficos de custo (Figura A.2) e custo marginal (Figura A.3) do sistema térmico.



Figuras A.2 (acima) e A.3 (abaixo) Custos do parque termoeletrico configurado.



No caso específico do sistema Sul/Sudeste Brasileiro foi feito um despacho econômico termoeletrico. Os valores utilizados estão na tabela abaixo [21]:

Nome	Custo Marginal (R\$/MW mês)	Geração Máxima(MW)
1.Angra (nuclear)	5840	420
2.Santa Cruz (óleo)	27740	455
3.Piratininga + Igarapé (óleo)	32120	460
4.S.Gonç.+R.Silv.+Carioba (óleo)	51100	70
5.Presidente Médici (carvão)	10220	318
6.J.Lacerda+Figueira (carvão)	14600	354
7.Charqueadas+S.Jerônimo (carvão)	29200	64
8.Alegrete+Nutepa (óleo)	43800	73

Os dados de custos marginais são inseridos no sistema de forma análoga ao exemplo anterior, mais genérico. Aqui os custos são constantes. Os resultados podem ser observados nos gráficos das Figuras A.4 (Custo Térmico) e A.5 (Custo Marginal).

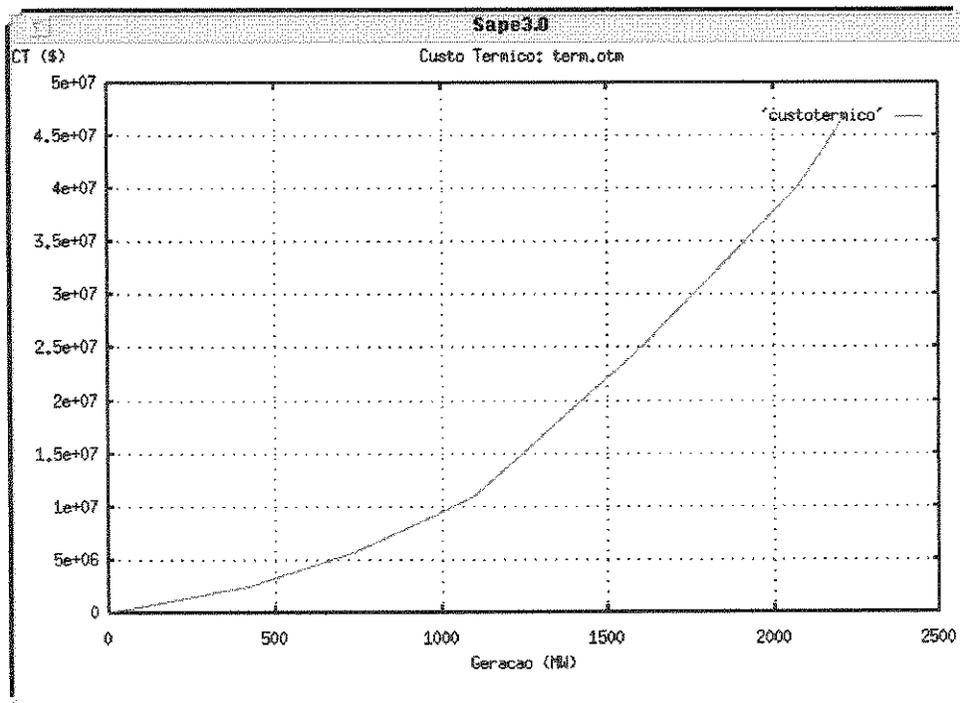


Figura A.4 Custo Térmico: Sistema Sul/Sudeste Brasileiro

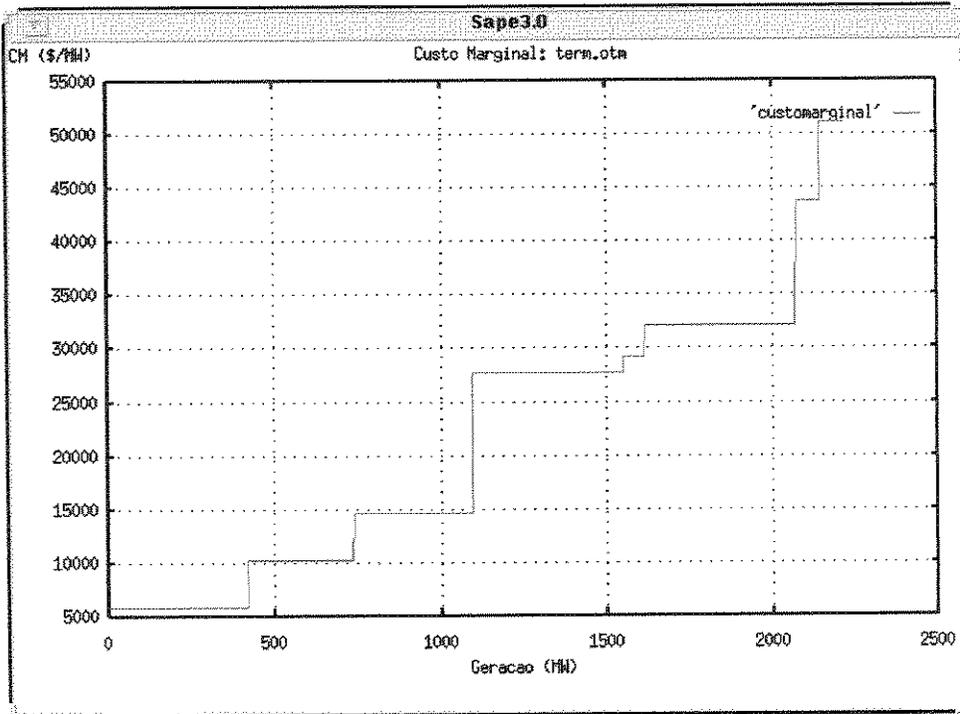


Figura A.5 Curva de Custo Marginal para Sistema Sul/Sudeste Brasileiro

Apêndice B

Requisitos e Detalhes de Implementação

Na maioria das vezes quem define os objetivos gerais para o sistema não pode definir requisitos de entrada, saída e processamento detalhadamente. É o caso do presente projeto. Assim é recomendado [27] o desenvolvimento de um protótipo do sistema. A versão atual do SAPE evoluiu de refinamentos e avaliações através do uso contínuo das várias versões que foram desenvolvidas durante todo o projeto. A metodologia adotada segue do paradigma do Modelo Espiral (Figura B.1) onde versões sucessivas são obtidas à medida que percorremos uma espiral. A versão mais atual é sempre mais complexa em termos de gerenciamento de dados, modelos e interface homem-máquina.

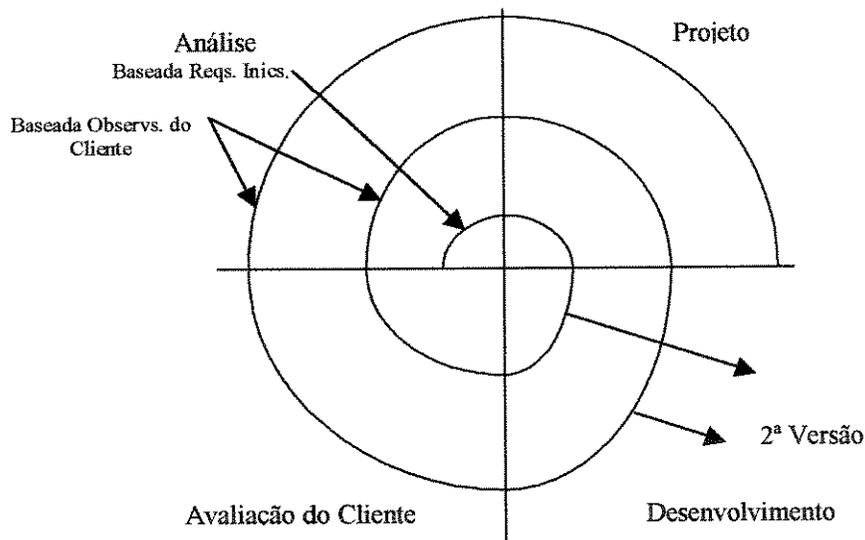


Figura B.1 - O Modelo Espiral de Desenvolvimento

O Modelo Espiral é o mais utilizado atualmente e o mais realista. É uma abordagem evolutiva que permite ao engenheiro e ao cliente avaliar riscos e tomar uma decisão quanto ao próximo nível de evolução do sistema.

O Sistema e seus Dados

No Capítulo 5 é mostrado um modelo conceitual para o SAPE. Foram levantadas as necessidades do planejamento com relação a sistemas de informação e desenvolvido um modelo conceitual. Na verdade o Gerenciamento de Modelos como mencionado é feito através de rotinas que configuram opções de execução de arquivos executáveis e funcionais armazenados em diretório específico do sistema. Assim um modelo pode ser executado via interface (recomendável) ou via linha de comandos do sistema operacional (o usuário necessita nesse caso conhecer detalhes como parâmetros dos modelos, a localização do estudo no sistema de arquivos e outros indicadores) o que para um usuário leigo não é recomendável. Recomenda-se o estudo da documentação dos modelos. A seguir serão mostrados como estão organizados os dados do sistema.

Os arquivos SAPE podem ser classificados em arquivos de entrada e saída de dados. Antes porém é necessário a adoção de algumas convenções:

- ns para n espaços;
- fn.m para números reais de n dígitos e m casas decimais;

O diretório de dados do usuário ~/dat/[estudo] armazena os dados dos estudos. Dados sobre entidades como hidroelétricas, termoelétricas e vazões configuradas aí são armazenados. O diretório geral ~sape/dat contém por sua vez todos os dados básicos relacionados com as entidades mencionadas. Abaixo, e na página seguinte parte do arquivo usinas.dad localizado em ~sape/dat/usinas e que contém todos os dados que descrevem a usina de Camargos pertencente ao Sistema Brasileiro de Geração.

```

&#####
&
&                                DADOS GERAIS
&-----
&      CODIGO      NOME      OPERACAO 0 - CRIA/ALTERA, 1 - EXCLUI
&      @@@      @@@@@@@@@@@@      @
& COD      1      CAMARGOS      0
&-----
&
&      POSTOS VAZAO
&      VAZAOE      BDH      SISTEMA      EMPRESA      APROV      APROV
&      @@@      @@@@@@@@@@      @      @@      @@@      @@@
& DG1      1      61061080      1      18      2      0
&-----
&
&                                RESERVATORIO
&-----
&
&                                V O L U M E S ( H M 3 )
&-----
&      MAXIMO      MINIMO      VERTEDOURO      DESVIO
&      @@@@@      @@@@@      @@@@@      @@@@@
& VOL      792      120      419      0
&-----
&
&                                C O T A S ( M )
&-----
&      MAXIMA      MINIMA
&      @@@.@@      @@@.@@
& COT      913.00      899.00
&-----
&
&      POLINOMIO VOLUME X COTA ( COTA = F(VOLUME) )
&-----
&      A0      A1      A2      A3      A4
& PCV 8.92970E+02      6.20890E-02      -1.10410E-04      1.24700E-07      -5.55120E-11
&-----
&
&      POLINOMIO COTA X AREA ( AREA = F(COTA) )
&-----
&      A0      A1      A2      A3      A4
& PCA 1.33343E+04      -3.28661E+01      2.00893E-02      0.00000E+00      0.00000E+00
&-----
&
&      COEFICIENTES DE EVAPORACAO ( MM / MES )
&-----
&      @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@ @@@@
& EVA -003      0      15      30      42      43      32      19      28      22      13      16
&-----
&
    
```

```

=====
&
&          CONJUNTO TURBINA / GERADOR
&
&
&          NUMERO          REPRESENTACAO          1- FRANCIS
&          DE CONJ          DO CONJUNTO          TIPO          2- KAPLAN / PROP.
&          MAQUINAS          1- DETAL. 2- SIMPL.          TURBINA          3- PELTON
&          @          @          @
& REP          1          2          2
&
&
&          CADA CONJUNTO DEVE TER, OBRIGATORIAMENTE UM CARTAO DO TIPO "MAQ",
&          QUE CONTEM AS CARACTERISTICAS DAS MAQUINAS DO CONJUNTO.
&
&          CASO A REPRESENTACAO SEJA DETALHADA, O CARTAO 'MAQ' DEVE VIR
&          ACOMPANHADO PELOS CARTOES 'QHT', 'QHG' E 'HPT' DOS POLINOMIOS
&          QUE REPRESENTAM A OPERACAO DO CONJUNTO TURBINA-GERADOR
&
&          MAQ _ CARACTERISTICAS DAS MAQUINAS DO CONJUNTO
&          QHT _ ENGOLIMENTO MAXIMO X QUEDA LIQUIDA ( REGIAO DA TURBINA )
&          QHG _ ENGOLIMENTO MAXIMO X QUEDA LIQUIDA ( REGIAO DO GERADOR )
&          HPT _ POTENCIA MAXIMA X QUEDA LIQUIDA
&
&          NUMERO          POT EF          QUEDA EF          ENGOL. EF
&          MAQUINAS          ( MW )          ( M )          ( M3/S )
&          @@          @@@@.@          @@@.@@          @@@@
&MAQ
&
&          COEFICIENTES DOS POLINOMIOS
&          A0          A1          A2          A3          A4
&QHT
&QHG
&HPT
&
&          @@          @@@.@          @@@.@@          @@@@
&MAQ          2          24.0          24.60          114
&HT -2.83182E+02          7.87319E+01          -6.05894E+00          2.08594E-01          -2.67102E-03
&HG 1.54591E+03          -1.56474E+02          5.80669E+00          -7.36364E-02          0.00000E+00
&PT -8.26319E+00          1.72390E+00          -3.82525E-02          1.27213E-03          -1.61870E-05
&
&
&=====
&
&          U S I N A
&
&
&          APOS O CARTAO "JUS", DEVEM EXISTIR TANTOS CARTOES "PCF + REF"
&          QUANTOS FOREM OS POLINOMIOS DE JUSANTE DECLARADOS NO CARTAO "JUS"
&
&          NUMERO DE          COTA DE          O VERTIMENTO
&          POLINOMIOS          JUSANTE          INFLUENCIA O          1- SIM
&          DE JUSANTE          MEDIA (M)          CANAL DE FUGA ? 0- NAO
&          @          @@@.@@          @
&JUS          1          886.10          0
&
&          VAZAO DEFLUENTE X COTA DO CANAL DE FUGA
&          A0          A1          A2          A3          A4
&PCF +1.23456E+12          +0.00000E+00          +0.00000E+00          +0.00000E+00          +0.00000E+00
&
&          REFERENCIA ( M )
&          @@@.@@
&REF
&
&PCF 8.86100E+02          0.00000E+00          0.00000E+00          0.00000E+00          0.00000E+00
&REF          0.00
&
&
&
&          PRODUTIBILIDADE          TIPO 1- %
&          ESPECIFICA          PERDA 2- M          COEFICIENTE
&          ( MW/ M3/S )          HIDR. 3- K          PERDA HIDR.
&          @.@@@@@@          @          @.@@@@@@@
&PPH          0.008525          1          1.20000E+00
&
&

```

```

& FATORES DE CARGA
& MAXIMO MINIMO
& @@@.@ @@@.@
FCG 100.0 0.0
&
&
& FATORES DE VAZAO MIN NUMERO
& REDUCAO DE ENERGIA HISTORICO UNIDADES
& TEIF % IP % ( M3/S ) DE BASE
& @@.@@ @@@.@@ @@@@@ @@
DG2 2.40 6.60 32 1
&
&
& OBSERVACAO ( 48 CARACTERES )
& @@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@
OBS 19/06/89
&
&#####
    
```

A seguir é mostrado o formato do arquivo principal com os dados de termoelétricas: ~sape/dat/term.dad.

Térmica	Empresa	Unds.	Tipo	Potência Efetiva
P. TERMICAS	CEB	2	DIESEL	5.00 80.0 2.6 0.744 0.744
ALV.NORTE	CELG	2	DIESEL	1.30 96.0 12.0 0.300 0.300
ANGRA1	FURNAS	1	NUCLEAR	657.00 80.0
.	.	.	.	FTCPMAX
.	.	.	.	FTCPMIN
.	.	.	.	CONS.ESPEC. FC. MIN.
.	.	.	.	CONS.ESPEC. FC. MAX.

As vazões históricas estão organizadas em arquivos texto: ~sape/dat/vazoes/vazao.[codigo do posto]. O formato é descrito abaixo.

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1931	157.0	320.0	253.0	115.0	93.0	78.0	68.0	75.0	97.0	94.0	133.0	135.0
1932	255.0	235.0	178.0	88.0	85.0	71.0	62.0	64.0	80.0	91.0	212.0	222.0
.	3s	f6.1										

1990
MLT

O diretório de dados do usuário ~usuario/dat/[estudo] guarda os dados de configuração de um determinado estudo em uma série de arquivos. Eles são necessários para executar os modelos.

Os arquivos são:

x.i: solução inicial (trajetória de volume) da usina i. Contém horizonte elementos no formato f12.6.

u.i: série de vazões para a usina i. Contém horizonte elementos no formato f12.6. A série começa pelo mês e ano iniciais configurados.

uh.i: série de vazões históricas para a usina i. Contém horizonte elementos no formato f12.6. A série também começa pelo mês inicial e ano inicial.

desctaxa: contém a taxa de desconto adotada. A taxa default é 10% ao ano.

pcv: contém os polinômios cota x volume para cada reservatório.

pcf: contém os polinômios vazão defluente x canal de fuga para cada reservatório.

nmpcf: contém o número de polinômios tipo pcf para cada reservatório.

legenda: contém o nome de cada usina, seu código, seu vetor jusante, sua turbinagem máxima. O mês inicial de planejamento e o ano inicial.

hmjus: contém a altura de jusante média para cada reservatório.

hefet: contém a altura efetiva para cada reservatório.

fo: contém o número de classes térmicas, os coeficientes do custo marginal de cada uma das classes (a b c) e a capacidade de cada classe.

demanda: contém a demanda calculada mês a mês (sazonal ou *flat*), baseada na potência instalada do sistema configurado.

config: contém o número de usinas do estudo configurado e o horizonte de planejamento.

canal: contém os dados de canalização de cada usina.

O diretório de resultados dos modelos ~usuario/out/[estudo] guarda os dados de configuração de um determinado estudo em uma série de arquivos. Eles são necessários para visualização dos resultados.

No caso do POSH:

ea: contém a variação da energia armazenada no sistema em função do tempo, para todo o horizonte de planejamento.

eaxv.i: contém a variação de energia armazenada no sistema em função da variação do volume do reservatório *i* (em termos da porcentagem do volume útil).

gerhid: contém a variação da geração hidráulica do sistema com o tempo.

naohid: contém a variação da geração térmica do sistema com o tempo.

u%.i: contém a trajetória ótima de defluência (em porcentagem do volume útil) para o reservatório *i*, em função do tempo.

x%.i: contém a trajetória ótima de volume (em porcentagem do volume útil) para o reservatório *i*, em função do tempo.

u.i: contém a trajetória ótima de defluência para o reservatório *i*, em função do tempo.

x.i: contém a trajetória de valor marginal da água para cada reservatório *i*, em função do tempo.

vma.i: contém a trajetória de valor marginal da água para cada reservatório *i*, em função do tempo.

VARDIR: diretório que contém os arquivos anteriores, porém resultantes da execução do otimizador ou simulador várias vezes em cima do histórico de vazões.

Para o ME/PDE:

Saida: contém todos os dados de saída do Sistema Equivalente: energia afluenta em função do tempo, energia controlável em função do tempo, etc.

Saida_Markov: contém todos os dados de ajuste do Modelo Markoviano, inclusive as Matrizes de Probabilidade de Afluência.

tabelas: tabelas de decisão para a geração térmica total e tabelas de custo futuro de operação, provenientes da PDE.

Bibliografia

- [1] Simon, H.: "The new science of management decision," First Edition, New York, HarperkRow, 1960
- [2] Anthony, R.N. "Planning and control systems: a framework for analysis," Harvard University, Graduate School of Business Administration, 1965
- [3] Scott-Morton, M.S. "Management decision systems: computer-based support for decision-making," Cambridge, MA, Division of Research, Harvard University, 1971
- [4] Turban, E. "Decision support and expert systems," Macmillan Intemational Editions, Third Edition, 1995
- [5] Sprague, R.H., Watson, H.J. "Sistema de apoio à decisão: colocando a teoria em prática," Editora Campus, 1991
- [6] Mitra, G., Editor. "Computer assisted decision making," North-Holland, 1986
- [7] Bonczek, R.H. "Foundations of decision support systems," Academic Press, New York, 1981
- [8] Kendall, K.E., Kendall, J.E. "Systems analysis and design," Prentice Hall, 1988
- [9] Pressman, R.S. "Software engineering: a practitioner's approach," McGraw-Hill Intemational Editions, Third Edition, 1992
- [10] Lasdon, L. "Optimization and decision support, in mathematical models for decision support," Gautan Mitra, Editor, NATO Series, vol. 48, Springer Verlag, New York, 1988
- [11] Saxena, P. e outros. "Information-oriented architecture adds new flavor to optimal power flow," IEEE Computer Applications In Power, April, 1991
- [12] Oliveira, G., Soares, S. "A second order network flow algorithm for hydrothermal scheduling," IEEE Winter Meeting, New York, 1994.
- [13] Soares, S. e outros. "Regras de operação de reservatórios para otimização da operação energética de sistemas hidroelétricos," X Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Gramado, RS, Novembro, 1993
- [14] Soares, S. & Carneiro, A. "Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization," Joint International Power Conference: Athenas Power Tech, IEEE / NTUA, Athens, Greece, September, 1993
- [15] Ribeiro, V. & Soares, S. "Implementação em linguagem C do programa para otimização de sistemas hidrotérmicos," Relat. Fapesp, Proc: 91415,5-8, Setembro, 1991

- [16] Cruz Jr., G. & Soares, S. "Planejamento da operação energética a longo prazo de sistemas hidrotérmicos de potência," Tese de Mestrado, FEE/UNICAMP, Fevereiro, 1994
- [17] Ferreira, R.F. & Soares, S. "Contribuições ao planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica," Tese de Mestrado, Feec, Unicamp, Proc. Fapesp:93 /1745-4, Abril, 1997
- [18] Miller, B. "Development of enhanced tools for integrated analysis of reservoir and power systems operations," National Conference of Hydraulic Engineering, San Francisco, CA, July, 1993
- [19] Soares, S. e outros. "Planejamento da operação de sistemas de energia elétrica com predominância em geração hidroelétrica," Proc. Fapesp 903611-7
- [20] Fortunato, L.A. e outros. "Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica," Eduff, Niterói, RJ, 1990
- [21] Kligerman, A.S. "Operação ótima de sistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação estocástica dual," Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, 1992.
- [22] Soares, S. "Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos," SBA:Controle e Automação, vol. 1, no. 2, pp. 12-31
- [23] Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. "Modelo de séries hidrológicas," Manual de Metodologia, Relatório Técnico 113-81-A, 1983
- [24] Grupo Coordenador para a Operação Interligada. "Plano de operação para 1994," Relatório SCEN-GTEN-S-SE, Rio de Janeiro, RJ
- [25] SCEN-GTEH. "Sistema Prevaz," Rio de Janeiro, RJ, Maio 1987
- [26] SCEN-GTMC-GCOI. "Cadastro técnico de usinas hidráulicas," Rio de Janeiro, RJ, Novembro, 1987
- [27] Vinhal, C. & Soares, S. "Um sistema de apoio a decisão no planejamento da operação energética de sistemas de sistemas de energia elétrica," Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, 1994.
- [28] Pereira, M. V. "Optimal scheduling of hydrothermal systems: an overview," IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, 1985
- [29] Makowski, M. L. "Design and implementation of model-based decision support systems," IIASA, Laxenburg, Austria.
- [30] Maranhão, R. "Capital estrangeiro e estado na eletrificação brasileira," Tese de Doutorado, FFCL, USP, 1993.

- [31] DPS/GCPS. "Plano nacional de energia elétrica 1993-2015," Relatório Executivo, Eletrobrás, 1994.
- [32] Harrison, H. R., "Human-computer interface development," *ACM Computing Surveys*, Vol. 21, No. 1, 1989.
- [33] Marcus, A., "User interface development for the nineties," September, 1991, *Computer*.
- [34] Harrison, L. R. & Winston, P. H., "Natural language front ends," *The AI Business*, MIT Press, 1984.
- [35] Nielson, J., "Noncommand user interfaces," *Communications of the ACM*, GUI Special Issue 1993, April.
- [36] Blanning, R. W., "Directions in model management research," *Decision Line*, January, 1993.
- [37] Chang, A. M., et al, "Model management issues and directions," *Decision Support Systems*, January, 1993.
- [38] Courtney, J.F. & Paradise, D. B., "Database systems for management," *Times Mirror*, Saint Louis, 1988.
- [39] Stamen, J.P., "Structuring databases for analysis," *IEEE Spectrum*, October, 1993.
- [40] Swift, R., "DSS and the information warehouse." *GUIDE Proceedings*, March, 1992.
- [41] Swift, R., "EIS/DSS and information warehouse." *The EIS Institute*, 1992.
- [42] Ullman, J. D., "Principles of database and knowledge-base systems," Vols. 1 e 2, *Computer Science Press*, 1988.
- [43] Remus, W., "An empirical investigation of the impact of graphical and tabular data presentations on decision making," *Management Science*, May, 1984.
- [44] Box, G. E., Jenkins, G., Reinsel, G. C., "Time series analysis, forecasting and control," 3rd Edition, *Prentice Hall*, 1994.
- [45] Etter, D. M., "Engineering problem solving with Matlab," *Prentice Hall*, 1997.
- [46] Luenberger, D. G., "Linear and nonlinear programming," 2nd Edition, *Addison Wesley*, 1989.
- [47] Ballini, R., França, E., Kadowaki, M., Soares, S., Andrade, M., "Modelos de redes neurais e Box & Jenkins para previsão de vazões médias mensais," *XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*, Novembro, 1997.
- [48] Ballini, R., Soares, S., Andrade, M., "An adaptative neural fuzzy network model for seasonal streamflow forecasting," *Procs. of IEEE Computer Society Press*, December, 1998.

[49] Ballini, R., Soares, S., Andrade, M., "Seasonal streamflow forecasting via a fuzzy neural system," IFAC'99, Beijin, China.

[50] Cicogna, M. A., Soares, S., "Metodologia para a determinação da energia secundária de sistemas hidrelétricos," Anais XII CBA, Vol. 3, Pags. 1005-1009, 11-15 Setembro, 1998, Uberlândia, MG.