

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

**Sistema de Suporte à Decisão para o
Planejamento e a Programação da Operação de
Sistemas de Energia Elétrica**

Por: Marcelo Augusto Cicogna

Orientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho

Banca Examinadora:

Edson Luiz da Silva (UFSC)

Cássio Dener Noronha Vinhal (UFG)

Paulo de Barros Correia (FEM/UNICAMP)

Christiano Lyra Filho (FEEC/UNICAMP)

Takaaki Ohishi (FEEC/UNICAMP)

Tese submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos pré-requisitos necessários à obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Dezembro 2003

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

C485s Cicogna, Marcelo Augusto
Sistema de suporte à decisão para o planejamento e a
programação da operação de sistemas de energia elétrica /
Marcelo Augusto Cicogna.--Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Secundino Soares Filho.
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de suporte de decisão. 2. Usinas hidrelétricas
– Banco de dados. 3. Usinas hidrelétricas. 4. Pesquisa
operacional. 5. Programação orientada a objetos
(Computação). 6. Usinas hidrelétricas – Simulação por
computador. 7. Algoritmos. I Soares Filho, Secundino. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

*Aos meus pais, Elisabete e Gualtiero,
meus avós, Paulina e Nelson, e meu irmão Thiago.
Pessoas pelas quais tenho orgulho de minha origem e confiança no futuro.*

As visões que oferecemos a nossos filhos formam o futuro. O conteúdo dessas visões é importante, pois elas podem tornar-se profecias. Os sonhos são mapas.

Carl Sagan (1934 – 1997)

Agradecimentos

À Patricia, pela paciência, compreensão e apoio.

Agradeço ao Prof. Secundino, pela atenciosa orientação, companheirismo e motivação presentes em todo o trajeto.

Agradeço ao meu irmão Thiago, o qual encontrou tempo no último ano de sua graduação em Engenharia Mecânica para ajudar seu irmão mais velho.

Aos amigos do DENSIS: Anibal, Arce, Edilson, Eduardo, José González, Luiz Fernando, e Vinícius, pela amizade e pela ajuda nos momentos de descontração que tanto ajudaram a manter o rumo.

Agradeço a inestimável ajuda no desenvolvimento e aprimoramento dos programas propiciada pelos colegas Eng. Anastácio Sebastian Arce Encina (Itaipu Binacional), Eng. Carlos Roberto Polli (Duke Energy), Eng. Eduardo de Brito Nogueira, Geraldo Manoel Goulart (CNOS), Eng. Makoto Kadowaki (UNICAMP) e Eng. Rogério Camargo (Duke Energy).

Faço um agradecimento especial ao Eng. João Eduardo Lopes (Tec Hidro), cuja notável experiência e orientações permitiram compreender as verdadeiras necessidades das empresas do setor elétrico; ao amigo Thyago Marques (UNICAMP), cuja campanha de testes sobre os programas permite-me apresentar um sistema com poucas falhas; e ao Eng. Paulo Ricardo Laudanna (Duke Energy), por acreditar e investir na competência do grupo da UNICAMP para a aplicação prática de nossas ferramentas de planejamento.

À Mara e Mirna, pela correção dos erros outrora existentes *nessa tese de doutorado*.

Este trabalho teve o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

Resumo

Este trabalho apresenta um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos de geração elétrica. Este sistema, denominado HydroLab, utiliza-se de uma base de dados composta por 102 usinas hidrelétricas, abrangendo o conjunto de usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As ferramentas de decisão estão divididas em três categorias principais: otimização, previsão e simulação. O programa possui recursos computacionais avançados, integrados a uma interface gráfica amigável, robusta e eficiente, que permite atingir um alto nível de produtividade nos estudos de planejamento e programação. O projeto e implementação do sistema computacional seguem o paradigma de programação orientada a objetos. Os sistemas resultantes deste trabalho se apresentam como alternativas concretas no suprimento de necessidades reais do setor elétrico brasileiro, principalmente quanto à unificação de modelos matemáticos e de bases de dados técnicos das usinas hidrelétricas e termelétricas.

Abstract

This work presents a computer aided decision support system applied to long and short term hydrothermal power systems scheduling. This program, called HydroLab, is based on a hydropower database system that manages the main set of Brazilian hydro plants (the current version manages a total of 102 plants coordinated by the ONS – National Electric System Operator). The decision support system was built with three tools set: optimization, inflow forecasting and simulation models. HydroLab has special tools and advanced graphic resources developed to reach high-level hydrothermal scheduling control and productiveness. Design and implementation of the computational system were driven by the object orientation paradigm. The resultant decision support system can be viewed as a real alternative to those adopted by the Brazilian Electric System, mainly because it integrates technical databases and scheduling models.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução **1**

1.1 O Sistema Brasileiro de Energia Elétrica	2
1.1.1 O Sistema Gerador	4
1.1.2 Estágios de Desenvolvimento	5
1.2 A Cadeia de Coordenação Hidrotérmica	7
1.2.1 A Complexidade do Problema	7
1.2.2 As Etapas de Planejamento	9
1.3 A Metodologia em Vigor	11
1.4 A Metodologia Proposta	14
1.4.1 Planejamento da Operação	15
1.4.2 Programação da Operação	17
1.5 Sistema de Suporte à Decisão	19
1.6 Objetivo	20

Capítulo 2 – Sistemas Hidrelétricos de Geração **21**

2.1 O Sistema de Geração	22
2.2 Usinas Hidrelétricas	23
2.2.1 Reservatórios	24
2.2.2 Conjuntos Turbina/Gerador	28
2.2.3 Potência Máxima e Engolimento Máximo	29
2.2.4 Rendimento de Uma Unidade Geradora	31
2.2.5 Função de Produção Hidráulica	33
2.3 Usinas Termelétricas	36

2.4	Detalhes	38
2.4.1	Unidades de Energia	38
2.4.2	Horizonte de Estudo	38

Capítulo 3 – O Banco de Dados HydroData 41

3.1	Características Técnicas	42
3.2	O Programa HydroData	44
3.2.1	O Quadro de Usinas	45
3.2.2	O Quadro de Dados	47
3.2.3	Aba Geral	47
3.2.4	Aba Reservatório	48
3.2.5	Aba Casa de Máquinas	50
3.2.6	Aba Curva Colina	51
3.2.7	Aba Canal de Fuga	53
3.2.8	Aba Vazão	53
3.2.9	Aba Cálculos	56
3.3	Recursos Avançados	58
3.3.1	Compatibilidade com o Programa SIPOT	58
3.3.2	Capacidades de Impressão	59
3.3.3	Capacidades de Exportação	60
3.3.4	Histórico das Alterações	62
3.3.5	Dados das Empresas	63
3.3.6	Sistema de Ajuda Online	63

Capítulo 4 – Planejamento da Operação 67

4.1	Planejamento da Operação	68
4.2	Otimização da Operação Energética	69
4.2.1	O Modelo de Otimização	70
4.2.2	A Técnica de Solução	72
4.2.3	O Módulo HydroMax	75
4.3	Previsão de Vazões	78
4.3.1	O Módulo HydroPrev	79
4.4	Simulação de Sistemas Hidrotérmicos	82
4.4.1	O Modelo de Simulação LP	82

4.4.2	Características Principais	85
4.4.3	Separação entre Implementador e Política Operacional	86
4.4.4	As Classes TImplementador e TPolítica	87
4.4.5	Processo de Simulação	87
4.4.6	Formulação Matemática	90
4.4.7	Políticas Operacionais	93
4.4.8	Geração Mínima Total Pré-Definida	93
4.4.9	Otimização Determinística com Vazões Previstas (ODVP)	98
4.4.10	Geração ou Vazão Defluente Por Usina	98
4.4.11	O Módulo HydroSim LP	99

Capítulo 5 – Programação da Operação **107**

5.1	Programação da Operação	108
5.2	Critério de Desempenho	109
5.2.1	Perdas Associadas ao Sistema de Geração	111
5.2.2	Perdas por Elevação do Canal de Fuga	112
5.2.3	Perdas Devido ao Atrito nos Conduitos Forçados	113
5.2.4	Perda por Variação de Rendimento do Conjunto Turbina/Gerador	113
5.2.5	Cálculo das Perdas Totais	115
5.2.6	Custo de Partida e Parada	117
5.3	Despacho de Unidades Geradoras	119
5.3.1	Modelo Geral para a Programação da Operação	120
5.3.2	O Modelo HydroDesp	121
5.3.3	Modelo de Despacho de Geração (DG)	123
5.3.4	Modelo de Despacho de Máquinas (DM)	123
5.3.5	Técnica de Solução	124
5.4	Simulação da Operação Hidráulica	126
5.4.1	O Modelo de Simulação CP	126
5.4.2	Processo de Simulação	128
5.4.3	Balanço Hidráulico	129
5.4.4	Políticas Operacionais	130
5.4.5	Geração ou Vazão Defluente Por Usina	131
5.4.6	O Módulo HydroSim CP	136
5.4.7	Configuração da Política Operacional	136

Capítulo 6 – O Programa HydroLab	141
6.1 Descrição Técnica	142
6.2 Descrição da Interface Gráfica	143
6.2.1 Menus e Barra de Ferramentas Horizontal	146
6.2.2 Quadro de Cabeçalho	147
6.2.3 Status dos Estudos	148
6.2.4 O Gerenciador de Estudos	148
6.2.5 O Conteúdo dos Estudos	150
6.2.6 Integração com HydroData	151
6.2.7 Verificação da Consistência dos Dados	152
6.2.8 Execução de Estudos	153
6.3 Sistema Multi-usuário	155
6.3.1 Acesso ao Sistema	158
6.3.2 Segurança e Usuários	159
6.4 Integração com Outros Modelos	161
6.5 Modularidade	163
6.5.1 Polimorfismo	163
6.5.2 Modularidade da Interface Gráfica	165
Capítulo 7 – Estudo de Caso	169
7.1 Planejamento da Operação	170
7.1.1 O Módulo HydroMax	170
7.1.2 O Módulo HydroPrev	176
7.1.3 O Módulo HydroSim LP	181
7.2 Programação da Operação	188
7.2.1 O Módulo HydroDesp	188
7.2.2 O Módulo HydroSim CP	192
Capítulo 8 - Conclusões	197
8.1 Conclusões	198
Referências Bibliográficas	203
Apêndice – Publicações	209

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo situa o trabalho desenvolvido quanto a estrutura da cadeia de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. Algumas características do sistema elétrico brasileiro de geração são apresentadas com o objetivo de ilustrar o cenário em que este trabalho está inserido. Por fim, as etapas de planejamento e programação da operação são apresentadas segundo sua classificação de horizontes de longo, médio e curto prazo, destacando-se as particularidades de cada etapa e suas características principais.

1.1 O Sistema Brasileiro de Energia Elétrica

A eletricidade está inserida na sociedade moderna como uma de suas principais formas de energia. Além disso, a demanda por energia elétrica continua em crescimento. Para suprir essa demanda são necessários investimentos maciços nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Por outro lado, a expansão do sistema de geração implica em alto custo financeiro e social. Se forem considerados, ainda, os danos causados ao meio ambiente, provocados tanto pelos efluentes tóxicos de usinas termelétricas quanto pelas áreas alagadas de reservatórios de usinas hidrelétricas, conclui-se ser extremamente necessário o estudo de metodologias de planejamento da operação de sistemas de energia elétrica que retirem o máximo de benefícios das unidades geradoras existentes.

A eletricidade representa, atualmente, cerca de 40% do consumo total de energia do Brasil dentre todos os componentes energéticos que constituem a *matriz energética* nacional. O investimento brasileiro em energia elétrica foi bastante acentuado a partir da década de 70 quando, em 1975, a eletricidade representava menos de 22% do consumo total de energia no país (Eletrobrás, Plano Decenal da Expansão, 1999).

A capacidade de geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica, com apenas 16% de capacidade de origem termelétrica (Tabela 1.1). Essa concentração na produção de eletricidade por fontes hidrelétricas distingue o país dentre as demais nações do mundo, como pode ser verificado na Figura 1.1.

Fonte: Eletrobrás & ANEEL

Tipo	1970	1980	1990	1998	2003
Hidrelétrica	8,7	27,0	44,9*	56,0*	66,3*
Termelétrica	1,7	3,7	4,1	5,3	15,8
Total	10,4	30,7	49,0	61,3	82,1

(*) Considera somente 50% da capacidade de Itaipu

Tabela 1.1. Evolução da capacidade instalada [GW] do sistema brasileiro.

Para os dados de potência instalada e energia gerada no sistema brasileiro cabe uma observação. Alguns desses dados consideram apenas 50% da capacidade de Itaipu, sendo essa uma empresa binacional entre Brasil e Paraguai. Porém, deve-se considerar que o Brasil compra a energia gerada por oito, dentre as nove máquinas pertencentes ao Paraguai. Se considerados os 12.600 MW de Itaipu, o Brasil possui menos de 10% de sua geração oriunda de fontes termelétricas.

De fato, com um grande potencial hidrelétrico somado a um histórico de reservas insuficientes em termos de petróleo e reservas de carvão mal distribuídas na sua área, o país tem investido intensivamente na geração hidrelétrica. Se por um lado os empreendimentos requerem investimentos de vulto, o custo de geração resultante tem sido compensador em relação às demais alternativas.

Os investimentos na geração termelétrica têm se limitado, nas últimas décadas, a algumas usinas isoladas de pequeno porte e a alguns projetos de maior envergadura, em regime de complementação do sistema hidrelétrico. Uma parte dessas usinas tem o objetivo de garantir o consumo do carvão existente na região Sul. Recentemente, o gás natural foi colocado como uma fonte de combustível para a construção de termelétricas.

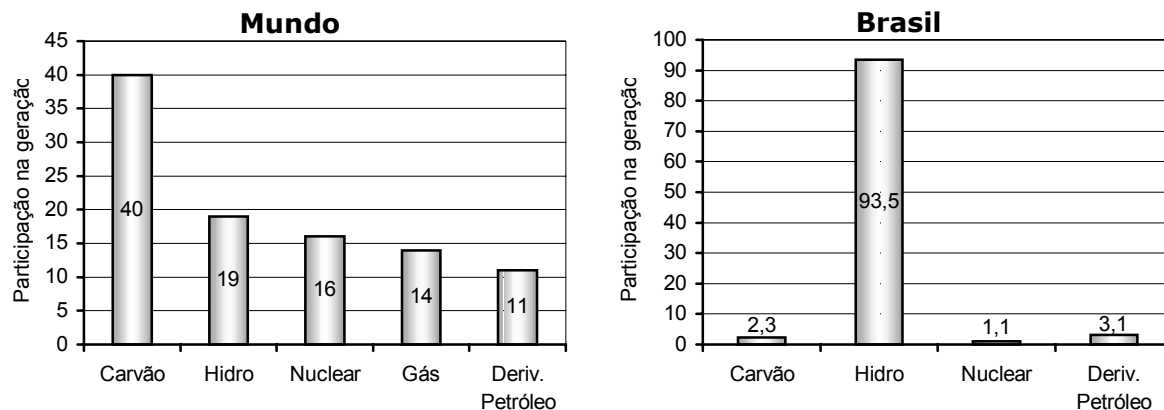


Figura 1.1. Fontes de geração de energia elétrica (Fonte: Plano Decenal Eletrobrás, 1998/2008).

O sistema de geração elétrica brasileiro, além de ser predominante em relação às demais fontes da matriz energética possui características que o diferenciam dos demais sistemas hidrogeradores, existentes no mundo. Algumas dessas características são apresentadas a seguir:

- sistema predominantemente hidrelétrico com grandes extensões geográficas e grandes distâncias entre as fontes geradoras e os principais centros consumidores;
- vários potenciais de aproveitamentos nos mesmos rios, com reservatórios de regularização plurianual;
- sistema interligado de transmissão entre os sub-sistemas geradores;
- regimes hidrológicos e pluviométricos diversos nas diferentes regiões;
- grande potencial hidrelétrico a ser explorado (certa de 200 GW de capacidade instalável, com metade em aproveitamentos localizados na Amazônia).

1.1.1 O Sistema Gerador

O Brasil, dotado de grandes bacias hidrográficas, possui uma quantidade muito grande de recursos hídricos com possibilidade de aproveitamento, dos quais uma grande parcela ainda não foi explorada. O potencial hidroelétrico brasileiro está estimado em uma potência de 260 GW, dentre os quais, em novembro de 2003, encontram-se em operação 67.421 MW (considerando-se grandes e pequenas centrais hidrelétricas, conforme dados da Tabela 1.2).

Fonte: ANEEL

Tipo	Empreendimentos					
	Em Operação		Em Construção		Outorgados*	
	Número	Potência [MW]	Número	Potência [MW]	Número	Potência [MW]
UHE	139	66.340	18	4.226	27	5.910
PCH	236	1.081	33	428	159	2.623
UTE	752	15.784	22	5.610	88	13.204
EOL	9	22	-	-	101	6.684
UTN	2	2.007	-	-	-	-
Total	1.138	85.234	73	10.264	375	28.421

*Empreendimentos outorgados até novembro de 2003, cuja construção não teve início.

Tabela 1.2. Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro. Legenda: UHE usina hidrelétrica, PCH pequena central hidrelétrica, UTE usina termelétrica, UTN usina termonuclear, EOL central geradora eólica.

Existe no país um conjunto de 139 usinas geradoras com capacidade instalada superior a 10 MW, das quais 20 têm capacidade instalada superior a 1.000 MW. Neste cenário de grande produtor mundial de energia hidrelétrica, dá-se destaque para a usina de Itaipu, que é detentora de recordes como: a usina de maior potência instalada (12.600 MW em 2003 e 14.000 até 2005) e a maior geração mundial (máximo de 10.636 MW médios em 2000).

A geração de energia elétrica no Brasil pode ser agrupada em três subsistemas: Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Sistema Norte/Nordeste e Sistemas Isolados. Na seqüência, apresenta-se uma descrição da participação que cada subsistema possui na capacidade instalada total, o potencial hidrelétrico a ser explorado nas respectivas regiões e dados sobre a interligação entre os subsistemas.

Esses subsistemas possuem diferenças importantes, tanto em relação à capacidade instalada, como também pela diferença de tamanho dos mercados atendidos. Na Tabela 1.1, é apresentado um resumo da capacidade instalada e da participação na demanda nacional, de cada subsistema.

Fonte: Eletrobrás

Sistema	Potência Instalada* [MW]	Participação na demanda [%]
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	44.706	78,7
	41.102 3.604	
Norte/Nordeste	14.716	19,3
	14.417 299	
Sistemas Isolados	1.907	2,0
	533 1.374	
Total Brasil	61.329	100,0
	56.052 5.277	

(*) Considera somente 50% da capacidade de Itaipu

Tabela 1.3. Capacidade instalada e demanda dos sistemas interligados (dados de 1998).

Na Tabela 1.1, nota-se a potência instalada total de cada subsistema, sendo que esse montante é dividido entre os parques hidrelétricos e termelétricos, respectivamente. Observa-se que a maior concentração da capacidade de geração brasileira localiza-se nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, regiões essas que abrigam os maiores centros consumidores. Para essas regiões, entretanto, verificam-se os menores potenciais hidrelétricos a serem explorados.

1.1.2 Estágios de Desenvolvimento

O estágio de desenvolvimento associado a cada aproveitamento é função das etapas de estudo/implantação dos empreendimentos. Essas etapas, tradicionalmente adotadas pelo setor elétrico (Eletrobrás MSUI, 1994), são apresentadas na seqüência.

- **Remanescente:** resultado de estimativa realizada em escritório a partir de dados existentes, sem a execução de qualquer levantamento complementar, do potencial de um trecho de rio, normalmente situado na cabeceira, sem determinar o local de implantação do aproveitamento;
- **Individualizado:** resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem a execução de qualquer levantamento detalhado;
- **Inventário:** resultado de estudo da bacia hidrográfica, realizado para a determinação do seu potencial hidrelétrico e da melhor divisão de queda, mediante a identificação de um conjunto de aproveitamentos compatíveis entre si e com projetos desenvolvidos de forma a obter uma avaliação da energia disponível, dos impactos ambientais e do custo de implantação do empreendimento;

- **Viabilidade:** resultado da concepção global do aproveitamento, visando sua otimização técnico-econômica, compreendendo o dimensionamento das estruturas principais e das obras de infra-estrutura local, a definição da respectiva área de influência, do uso múltiplo da água e dos efeitos sobre o meio ambiente;
- **Projeto Básico:** aproveitamento com projeto detalhado e orçamento definido em profundidade que permite a elaboração dos documentos de licitação das obras civis e do fornecimento dos equipamentos eletro-mecânicos;
- **Construção:** aproveitamento que teve suas obras iniciadas e que não apresenta ainda nenhuma unidade geradora em operação;
- **Operação:** aproveitamento que dispõe de pelo menos uma unidade geradora em operação.

Na Tabela 1.4, apresenta-se um exemplo do estágio do aproveitamento do sistema hidrelétrico brasileiro. Cabe salientar que os dados apresentados referem-se aos cálculos computados até o ano de 1998, os quais eram encontrados nos planos decenais de expansão publicados pela Eletrobrás.

Fonte: Eletrobrás

Estágio	Potência* [MW]	Nº registros
Remanescente	30.139	2338
Individualizado	65.356	733
Total Estimado	95.496	3071
Inventário	49.076	501
Viabilidade	37.079	70
Projeto Básico	9.306	73
Construção	7.407	25
Operação	61.720*	403
Desativado	12	12
Total Inventariado	164.600	1084
Total Geral	260.096	4155

(*) Considera somente 50% da capacidade de Itaipu

Tabela 1.4. Potencial hidrelétrico brasileiro - 2001.

No último plano decenal de horizonte 2003/2012, a previsão de crescimento de referência do consumo total de energia elétrica das concessionárias para todo o país era de 4,5% ao ano. Para o decênio 2003/2012, a capacidade instalada do sistema elétrico deverá crescer de 85.234 MW para 124.029 MW.

1.2 A Cadeia de Coordenação Hidrotérmica

Devido a sua complexidade, o problema de coordenação de um sistema hidrotérmico requer a criação de etapas de planejamento, constituindo o que se chama de *cadeia de planejamento* ou *cadeia de coordenação hidrotérmica*. Essa divisão do problema em etapas é feita segundo a classificação de características comuns encontradas nas tarefas necessárias à determinação do planejamento global. O principal critério para classificação de etapas baseia-se no tamanho do horizonte de planejamento.

Para exemplificar esse tipo de dependência do problema de coordenação com o horizonte de estudo, pode-se citar o impacto da aleatoriedade das vazões na operação do sistema de grandes reservatórios. Em se tratando de horizontes anuais, é grande o impacto que a incerteza das vazões tem na operação dos reservatórios, uma vez que a magnitude das vazões define se os reservatórios estarão cheios ou vazios ao final do horizonte de planejamento. Já em horizontes de pequena duração, como, por exemplo, uma semana, a aleatoriedade das vazões pode ser deixada de lado, pois é pequeno o impacto das vazões no estado final dos reservatórios.

Além das dificuldades naturais, tais como dimensão dos sistemas, número elevado de variáveis de decisão, recursos limitados e incertezas, a cadeia de coordenação deve planejar a geração de várias empresas de energia elétrica, de uma forma econômica, e garantir o atendimento da demanda com qualidade.

A seguir serão discutidas algumas características do problema de coordenação hidrotérmica visando identificar a complexidade de seus componentes.

1.2.1 A Complexidade do Problema

O objetivo da cadeia de coordenação de sistemas hidrotérmicos é assegurar uma política de operação econômica e confiável para o sistema gerador. O resultado deve ser uma seqüência de decisões que procure minimizar o custo da operação e garantir o atendimento da demanda.

A diminuição do custo de geração envolve a substituição de geração termelétrica por hidrelétrica. Como os recursos hídricos, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados, deve haver um compromisso entre o presente e o futuro. Uma decisão tomada no presente deve assegurar uma menor complementação termelétrica no momento em que ela é tomada, como também manter um comprometimento com o futuro. Essas características tornam o problema dinâmico, ou seja, o estado de armazenamento dos reservatórios no presente depende de decisões anteriores; e as decisões, no presente, comprometem a geração futura.

O elevado número de aproveitamentos com reservatórios de acumulação e as características de regularização plurianual do sistema brasileiro implicam na adoção de longos períodos de estudo para o planejamento da operação, caracterizando o problema como de grande porte.

Outro fator que dificulta o planejamento da operação é o acoplamento operativo entre as usinas pertencentes a uma mesma bacia hidrográfica. Ao contrário do parque termelétrico, no qual todas as usinas são independentes entre si, numa mesma bacia hidrográfica, as hidrelétricas constituem um sistema interconectado de geração. O sistema brasileiro é caracterizado pela existência de grandes bacias hidrográficas com um grande número de usinas.

Além da interdependência operativa entre usinas da mesma bacia hidrográfica, a operação do sistema deve respeitar restrições de uso da água para navegação, irrigação, controle de cheias e saneamento.

As afluências futuras que chegam aos reservatórios do sistema, dependentes das condições climáticas, são desconhecidas, dando ao problema um caráter estocástico.

As funções de geração hidráulica, que descrevem a transformação da água armazenada nos reservatórios em energia elétrica, e as funções de custo da complementação térmica são representadas por funções não lineares.

Além das características acima destacadas do problema de geração, o problema de transmissão da energia gerada nas usinas coloca-se como um aspecto adicional de complexidade do problema de planejamento. A representação do sistema de transmissão é fundamental para assegurar a viabilidade da operação do sistema elétrico e essa representação. Através de modelos de cálculo do fluxo de potência na rede de transmissão, introduz-se mais uma componente do acoplamento espacial das decisões operativas.

O problema de planejamento da operação é, portanto, um problema de otimização de grande porte, dinâmico, estocástico, interconectado e não linear. As metodologias aplicadas na obtenção de uma solução para esse problema sugerem a decomposição do planejamento da operação em etapas de longo, médio e curto prazo.

Conforme mencionado anteriormente, essa divisão do planejamento é feita considerando-se as particularidades existentes no problema, ora tratando-se de horizontes de alguns dias, ora tratando-se de horizontes de anos à frente. No próximo item, apresenta-se a separação do problema de planejamento adotada no setor elétrico brasileiro, definindo-se o número de etapas e a responsabilidade que cada uma tem dentro da cadeia de planejamento.

1.2.2 As Etapas de Planejamento

Apresenta-se, em seguida, as etapas da cadeia de coordenação hidrotérmica adotada pelo setor elétrico brasileiro.

- **Planejamento da Operação:** com horizontes de até cinco anos, o objetivo desta etapa é estabelecer o comportamento do sistema para um horizonte de operação de alguns anos à frente. Esta etapa deve promover o aproveitamento racional dos recursos, garantindo-se a qualidade e segurança no atendimento à demanda e a factibilidade das restrições operativas do sistema hidrotérmico.
- **Programação da Operação:** o objetivo principal da programação da operação de curto prazo do sistema hidrotérmico é compatibilizar a operação do sistema hidráulico e elétrico ao longo de horizontes de curto prazo (de alguns dias até uma semana), respeitando as metas energéticas estabelecidas pelo planejamento da operação realizada em horizonte de médio prazo. Devido à sua proximidade da operação em tempo real, na programação da operação requer-se uma representação das restrições elétricas, as quais são ignoradas no planejamento da operação em horizonte de médio ou longo prazo.

No planejamento de longo e médio prazo, considera-se uma discretização mensal ou semanal para os horizontes de estudo. Como o sistema brasileiro é constituído de grandes reservatórios, com grande capacidade de regularização, utilizam-se horizontes de planejamento plurianuais. Como o grau de incerteza das afluições é alto, a representação da estocasticidade das afluições deve ser considerada. Nesta etapa, a representação individualizada das usinas hidrelétricas e a consideração estocástica das afluições, em um único modelo matemático, determinam o maior obstáculo para as tentativas de solução do problema de planejamento.

Na literatura, existem diversas publicações (citadas à seguir) apresentando metodologias e algoritmos de otimização aplicados à solução do problema de planejamento de longo prazo de sistemas hidrotérmicos. Países como o Brasil, a Noruega, a Suécia e o Canadá são grandes produtores de hidreletricidade, porém cada um adota uma metodologia de planejamento específica, de acordo com as características do seu sistema.

Na bibliografia sobre esse assunto, é grande a quantidade de modelos e metodologias propostas para a solução do problema de planejamento. Destacam-se as publicações de Pereira (1985) pela revisão a análise do estado da arte dessas metodologias e de Pereira e Pinto (1985) por descrever o modelo no qual se baseia a metodologia em vigor no setor elétrico. Nessas duas referências, dá-se destaque à característica de sistemas agregados e técnica de solução baseada

em programação dinâmica estocástica. Outras técnicas que merecem destaque foram publicadas por Bissonnette et al. (1986), Dembo et al. (1990), Soares et al. (1990) e Martinez e Soares. (2002), as quais destacam-se pela representação individualizada das usinas do sistema gerador.

A programação da operação visa obter um cronograma de operação para as próximas semanas, e que seja, de um lado, compatível com as metas traçadas pelo planejamento da operação; e, de outro lado, que sirva como uma referência operativa para o pré-despacho e a operação em tempo real do sistema. Nesse contexto, é forte a relação da programação da operação com os aspectos operativos do sistema, uma vez que a programação da operação deve definir o número de máquinas e quanto essas devem gerar em cada intervalo de hora da próxima semana. Portanto, no cálculo desse programa de operação devem ser levados em conta diversas restrições, tais como: características operativas dos sistemas de geração e transmissão, requisitos de carga, fatores de segurança e redução de custos.

No planejamento de curto prazo, o horizonte tem discretização diária e pode chegar até duas semanas. O objetivo é a desagregação, em base horária, das metas de geração semanais fornecidas pelo planejamento de médio ou longo prazo, considerando-se todos os aspectos energéticos, hidráulicos e, sobretudo, os aspectos elétricos não levados em conta nas etapas de planejamento com horizontes mais amplos. Pode-se citar as seguintes restrições consideradas nessa etapa de planejamento: tempo de percurso de água entre usinas, rampa de tomada de carga das máquinas, curva colina de eficiência das turbinas e limites de transmissão das linhas. Como o horizonte é pequeno, os valores de afluências podem ser considerados determinísticos. Mais detalhes podem ser obtidos em Soares e Ohishi (1989), Soares e Salmazo (1997), Arce et al. (1999, 2002, 2003 e 2004).

Do ponto de vista da operação de curto prazo, é importante detalhar a operação das unidades geradoras, definindo a configuração dessas unidades ao longo da próxima semana e seus respectivos pontos de operação, as restrições de operação do sistema hidrelétrico, restrições de uso múltiplo da água, restrições ambientais e as restrições de operação do sistema termelétrico. A operação do sistema de transmissão também deve ser representada em detalhe, pois esse constitui um dos aspectos mais críticos para a operação em tempo real do sistema. Finalmente, o aspecto relativo à segurança operativa deve também ser analisado, no sentido de se resguardar contra a ocorrência de eventos não programados e que podem comprometer a qualidade e a continuidade da operação do sistema.

No próximo item, apresenta-se, resumidamente, a metodologia que implementa a cadeia de planejamento atualmente em vigor no sistema elétrico brasileiro.

1.3 A Metodologia em Vigor

Nos modelos em vigor no setor elétrico, a metodologia empregada na solução desse problema é baseada no conceito de modelo equivalente (Terry et al. 1980; Arvanitidis, 1970 e Cruz e Soares, 1996). Esta metodologia agrega o parque hidrelétrico num único reservatório que recebe, armazena e descarrega energia ao invés de água. Desta forma, uma solução para o problema pode ser obtida por algoritmos de Programação Dinâmica Estocástica Dual (Pereira e Pinto, 1985).

Outra característica importante dessa metodologia é que o processo de otimização representa internamente a estocasticidade do problema em sua formulação, conferindo a esses modelos a característica de representação direta (implícita) a estocasticidade.

Devido à complexidade do problema de coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos, a abordagem em vigor no setor elétrico sugere a decomposição do problema em três etapas: longo, médio e curto prazo. Cada uma destas etapas utiliza um horizonte compatível com as particularidades que se pode observar em um sistema hidrotérmico. Na Figura 1.2, vê-se a cadeia de modelos utilizada pelo setor brasileiro que propõe a divisão do planejamento em três etapas, ressaltando-se o acoplamento entre elas.

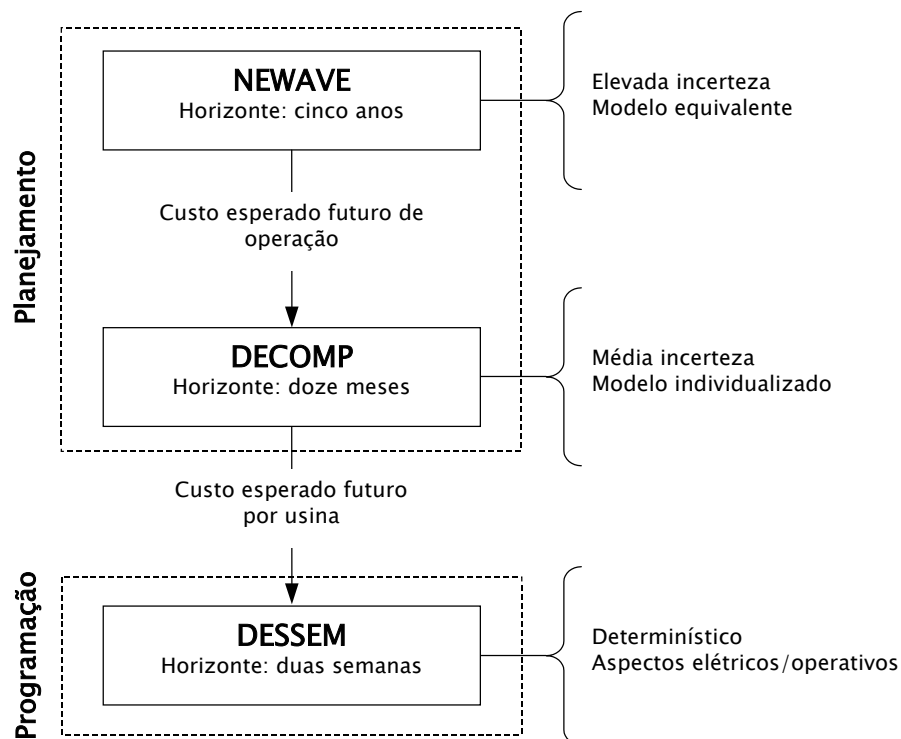


Figura 1.2. Cadeia de planejamento em vigor no setor elétrico.

Os modelos são descritos a seguir (MAE, 2003).

- **NEWAVE:** esse modelo de otimização aplica-se ao planejamento de longo prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Dentre os principais resultados desse modelo, destacam-se as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representados em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas. Como resultado desse processo são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema.
- **DECOMP:** esse modelo de otimização aplica-se ao horizonte de médio prazo (até doze meses), representando o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas de cada subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e a função de custo futuro resultante do modelo NEWAVE). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio e por patamar de carga. Atualmente, o modelo DECOMP está sendo utilizado no modo determinístico, sem a representação da aleatoriedade das vazões e com horizonte de um mês, discretizado em cinco semanas de horizonte.
- **DESSEM:** esse modelo será responsável pela otimização do despacho de curto prazo do sistema elétrico, englobando o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e a representação do sistema de transmissão. Colocam-se estes objetivos no futuro, pois, no momento em que se escreve esta tese esse modelo encontra-se em fase de implementação. As primeiras descrições do modelo DESSEM descreviam o horizonte de até quatorze dias, discretizado em base horária. Em sua revisão atual (2003) houve uma modificação de discretização dos intervalos de horário para cinco patamares diários, em função dos patamares de carga usualmente utilizados (carga leve, média e pesada).

Na cadeia de modelos em vigor no setor elétrico, o modelo NEWAVE é responsável pelo planejamento da operação de longo prazo. Este modelo representa os subsistemas Sul, Sudeste, Nordeste e Norte por quatro reservatórios equivalentes, descrevendo as variáveis de intercâmbio entre os subsistemas. O resultado principal deste modelo é o conjunto de curvas do custo esperado futuro de operação dos subsistemas.

O modelo DECOMP pode ser entendido como um desagregador da trajetória de decisões agregadas e de longo prazo fornecida pelo modelo NEWAVE. O modelo DECOMP possui um horizonte máximo de doze meses, diferenciado para o primeiro mês que é discretizado em base semanal. Esse modelo utiliza-se das funções de custo esperado futuro, obtidas como resultado do processo de otimização do modelo NEWAVE, para construir uma função objetivo que minimiza o custo de operação para a primeira semana do horizonte de otimização. Algumas restrições elétricas são consideradas através da combinação linear de geração.

O modelo DESSEM tem a responsabilidade de agregar em uma única modelagem todo o problema de despacho hidráulico, termelétrico e fluxo de potência ótimo. O objetivo é determinar o despacho ótimo para a programação diária do sistema hidrotérmico interligado, minimizando o custo total de operação. Esse custo é composto por duas componentes: o custo de operação ao longo do horizonte de estudo, que pode ir até quatorze dias, e o custo esperado futuro de cada usina determinado pelo modelo DECOMP. Leva-se em conta um grande conjunto de restrições que vão desde as restrições hidráulicas como o tempo de viagem entre barragens, até restrições elétricas de limites de fluxo nas linhas de transmissão.

Em função das características dos problemas de planejamento e programação da operação apresentados nos itens anteriores, e levando-se em consideração a cadeia de planejamento em vigor no setor elétrico, definem-se nos próximos itens a cadeia de planejamento considerada nesse trabalho e o sistema computacional de suporte à decisão que implementa essa cadeia.

1.4 A Metodologia Proposta

Essa tese apresenta uma metodologia alternativa de implementação da cadeia de coordenação de sistemas hidrotérmicos. Esse trabalho resume em um sistema computacional a experiência de duas décadas do grupo de pesquisa em planejamento de sistemas elétricos da Faculdade de Engenharia e de Computação da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).

A cadeia de coordenação implementada baseia-se em três premissas principais: a operação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas, a representação detalhada das características de operação dessas usinas, e a representação indireta da estocasticidade das vazões. Essas três características são as mais importantes para a diferenciação entre a metodologia proposta nessa tese, daquela em vigor no setor elétrico brasileiro.

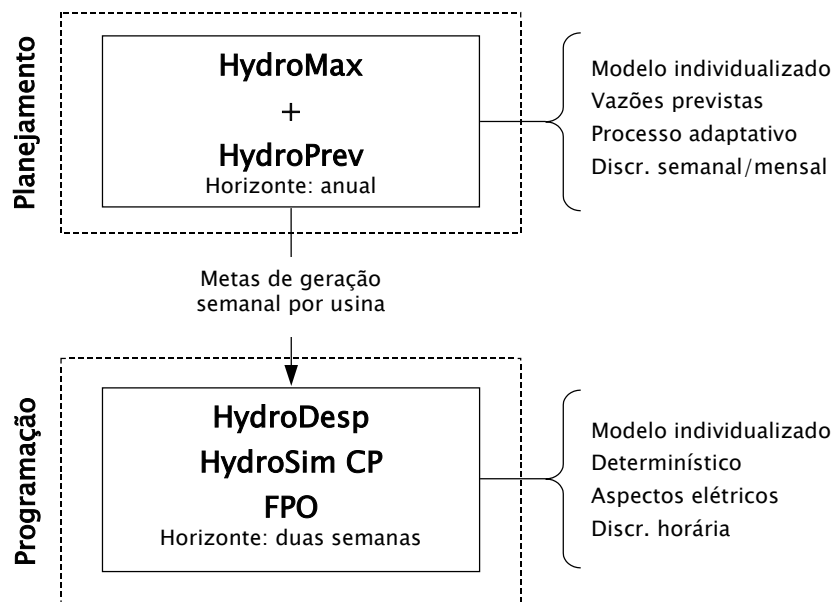


Figura 1.3. Cadeia de planejamento proposta pelo grupo da UNICAMP.

Similarmente à estrutura da cadeia de coordenação em vigor no setor elétrico, a metodologia apresentada a seguir, também é dividida em planejamento e programação da operação.

No entanto, as semelhanças entre as metodologias encerram-se nesse aspecto. Enquanto a metodologia em vigor propõe dois modelos, um de longo (NEWAVE) e outro de médio prazo (DECOMP), a metodologia implementada nesse trabalho possui um único modelo que promove a fusão entre as etapas de longo e médio prazo. Apresenta-se, a seguir, um modelo para

o planejamento da operação, composto por um processo adaptativo de previsão e otimização determinística. O horizonte pode ser plurianual com discretização mista (semanal e mensal).

Para o caso da programação da operação, a estrutura das cadeias também é oposta. Enquanto a metodologia em vigor utiliza-se de um único modelo (DESSEM) para a otimização dos sistemas hidráulico, termelétrico e de transmissão, a metodologia proposta nesse trabalho apresenta três modelos: otimização do despacho de unidades geradoras, simulação hidráulica de validação e fluxo de potência ótimo. O horizonte pode ser de até duas semanas com discretização horária.

Nos próximos itens, descreve-se com mais detalhes as etapas de planejamento e programação da operação propostas pelo grupo de pesquisa da UNICAMP.

1.4.1 Planejamento da Operação

A metodologia proposta para a solução do problema de planejamento da operação baseia-se na combinação de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas e um modelo estocástico de previsão de vazões. A composição desses dois modelos permite criar uma *regra de operação* para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico (Martinez e Soares, 2002).

Uma regra de operação pode ser entendida como um conjunto de regras capaz de prover decisões para a operação de um sistema hidrotérmico. Para a metodologia proposta, utiliza-se o termo *política operacional* desse ponto em diante.

A política operacional implementada baseia-se em um processo adaptativo de tomada de decisões, ou seja, a cada intervalo deve-se repetir a rotina de previsão de vazões/otimização determinística sobre as vazões previstas (Soares et al., 1990). A essa política deu-se o nome de *otimização determinística alimentada por vazões previstas* (ODVP).

O procedimento de previsão/otimização é repetido a cada intervalo do horizonte de planejamento, com objetivo de minimizar os desvios na operação das usinas provocada pelo erro entre os valores previstos e verificados das vazões. A política operacional ODVP tem classificação estocástica indireta (explícita), uma vez que a estocasticidade das vazões é representada exteriormente ao modelo de otimização.

Para testar o desempenho dessa política operacional em situações de comportamento real no sistema brasileiro, construiu-se, também, um simulador a usinas individualizadas da operação de sistemas hidrotérmicos. O projeto e implementação desse modelo teve o cuidado de generalizar o problema de simulação hidrotérmica de políticas operacionais, obtendo como

principal resultado a capacidade de testar, em um único simulador, um conjunto de políticas variadas.

Os modelos envolvidos com implementação e teste da política operacional ODVP possuem as seguintes características.

- **HydroMax**: modelo de otimização determinística do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Esse modelo contém uma metodologia baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. Nele, as usinas do sistema são representadas de maneira individualizada (Carvalho, 1987; Oliveira, 1995 e Cicogna 1999).
- **HydroPrev**: modelo de previsão de vazões baseado em redes neurais combinadas com lógica fuzzy. A previsão de vazões pode utilizar um conjunto de vazões passadas, sem que essas estejam em seqüência (Ballini, 2000).
- **HydroSim LP**: modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. A metodologia contida no simulador representa de forma individualizada as usinas a serem simuladas, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas.

A relação entre os modelos pode ser ilustrada através do fluxo de informações e responsabilidades de cada modelo, conforme apresentado na Figura 1.4.

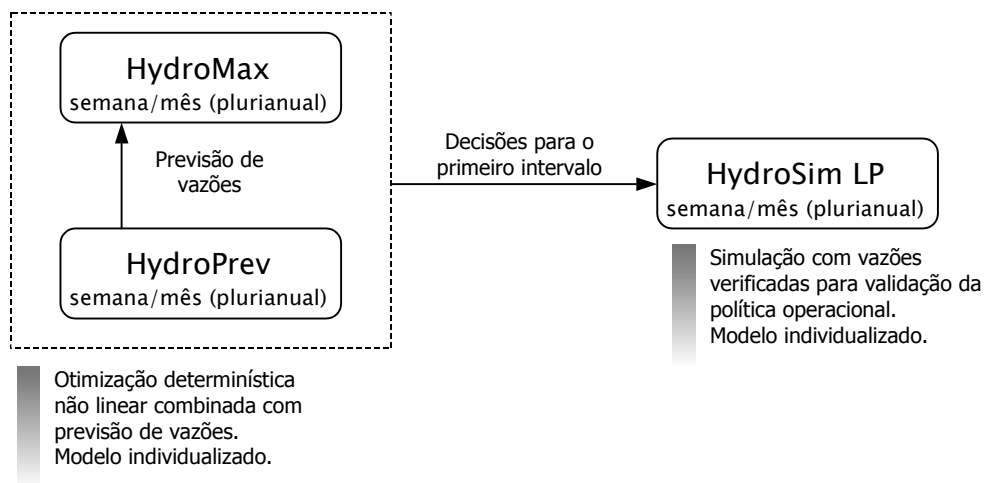


Figura 1.4. Esquema do funcionamento e teste da política operacional ODVP.

Como resultado dessa etapa de planejamento, obtêm-se metas mensais ou semanais de armazenamento e geração que serão fornecidas como dados de entrada para a programação da operação. Essas metas também são classificadas como o mecanismo de acoplamento entre as etapas de planejamento da operação e programação da operação.

1.4.2 Programação da Operação

As metas de geração que representam a solução obtida e validada pelos modelos de longo e médio prazo, resultantes da interação dos modelos HydroMax, HydroPrev e HydroSim LP, são passadas aos modelos de programação da operação HydroDesp e HydroSim CP, conforme descrição feita a seguir. Os modelos desenvolvidos para a etapa de curto prazo são descritos na seqüência.

- **HydroDesp**: modelo de otimização determinística do despacho de máquinas e de geração em usinas hidrelétricas e termelétricas. Nesse modelo, emprega-se uma metodologia de aferição de perdas de geração hidrelétrica e custo de combustível das usinas termelétricas para compor sua função objetivo (Arce, Ohishi e Soares, 2002 e Arce et al., 2003).
- **HydroSim CP**: modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. A modelagem adotada no simulador representa de forma individualizada os conjuntos turbinas/geradores a serem simulados, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas em horizonte de curto prazo (por exemplo: tempo de viagem, operação de comportas, capacidade de vertimento e restrições de rampa em termelétricas).
- **FPO**: modelo de fluxo de potência ótimo com objetivo de minimizar os desvios em relação ao despacho de geração fornecido pelos modelos anteriores (Oliveira, 2003).

Assim como foi demonstrado para o problema de planejamento da operação, a relação entre os modelos pode ser ilustrada através do fluxo de informações e responsabilidades de cada modelo, conforme apresentado na Figura 1.5.

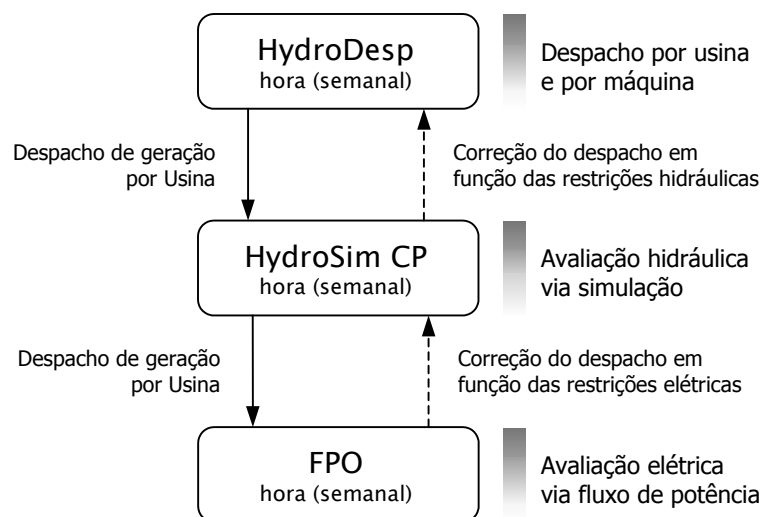


Figura 1.5. Esquema da cadeia de modelos para solução do problema de programação da operação.

A cadeia de modelos para realizar a programação da operação implementada neste trabalho é baseada na utilização de um modelo de otimização determinística para o despacho de máquinas e de geração, sendo os resultados desse modelo validados por um simulador da operação hidráulica de curto prazo. A composição desses dois modelos permitir criar uma estratégia de programação da operação que utiliza modelos de otimização para determinar o ponto ótimo de operação das máquinas e geradores, ao mesmo tempo que verifica-se um grande conjunto de restrições do sistema hidráulico através de simulação de curto prazo.

Existe, ainda, uma fase de validação elétrica da solução que foi verificada hidraulicamente pelo simulador da operação hidrelétrica. Esse modelo é baseado em um fluxo de potência ótimo, e tem como função objetivo minimizar os custos com perdas na rede de transmissão e os desvios quadráticos em relação ao despacho de geração determinada pelos modelos anteriores. Essa etapa de finalização da programação da operação não foi implementada nesse trabalho, embora as metodologias para a sua solução já estejam desenvolvidas (Oliveira, Nepomuceno e Soares, 2003).

Cabe salientar que as características especiais do sistema brasileiro, no qual há predominância de geração hidrelétrica, a operação hidrotérmica ótima indica uma geração constante para as unidades termelétricas, e esse valor é determinado, em geral, nos estudos de médio prazo. Portanto, no modelo genérico descrito acima, a operação do sistema termelétrico foi facilmente introduzida nos modelos HydroDesp e HydroSim CP.

Uma vez apresentada a cadeia de planejamento desenvolvida pelo grupo da UNICAMP, apresenta-se no item seguinte as definições do sistema computacional de suporte à decisão, tema dessa tese de doutorado.

1.5 Sistema de Suporte à Decisão

Esse item apresenta a estrutura do sistema de suporte à decisão para implementação da cadeia de coordenação descrita no item anterior. Na Figura 1.6, faz-se uma representação esquemática da estrutura desse sistema de suporte à decisão, denominado HydroLab. Esse desenho esquemático destaca as premissas apresentadas na caracterização das etapas de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. Esse trabalho pode ser entendido como uma reengenharia e extensão do trabalho desenvolvido por Vinhal (1998).

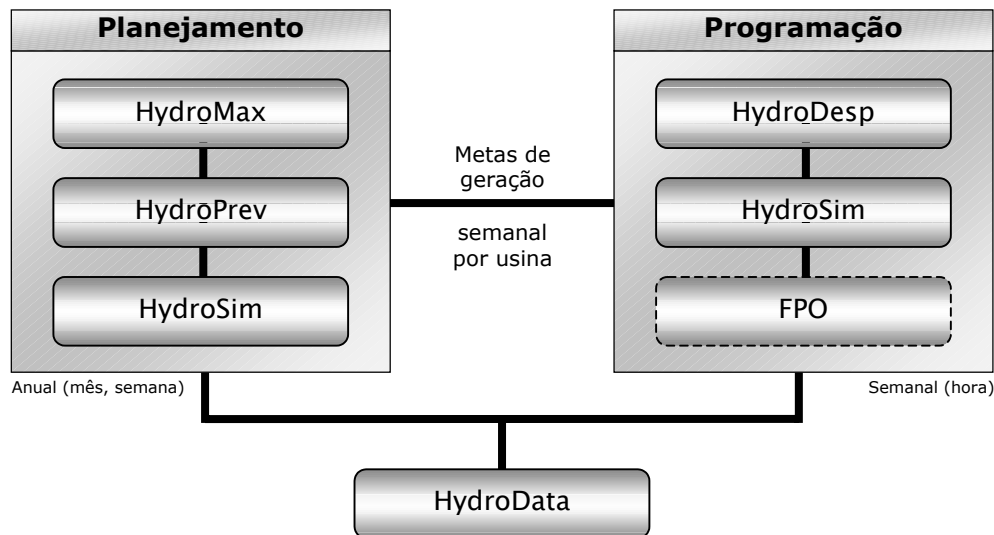


Figura 1.6. Representação esquemática do sistema de suporte à decisão HydroLab.

Como pode ser visto na Figura 1.6, o sistema agrupa modelos em duas categorias principais: planejamento e programação. Estas duas categorias são suportadas por uma base de dados, denominada HydroData (detalhes do papel da base HydroData em Chaudhuri, 2001).

Para a solução do problema de planejamento, dispõem-se de um modelo de otimização determinística alimentado por um modelo de previsão de vazões. Um simulador a usinas individualizadas permite testar o desempenho dessa e de outras políticas operacionais.

Para a solução do problema de programação da operação, dispõem-se de um modelo de otimização para o despacho horário de máquinas e de geração. Um simulador a usinas individualizadas permite validar as restrições hidráulicas ativadas pelo pré-despacho de geração determinado por esse otimizador. Por fim, um modelo de fluxo de potência ótimo (FPO), ainda não implementado no sistema, será utilizado para validar, eletricamente, o despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas. No próximo item, apresentam-se o objetivo deste trabalho e o conteúdo dos capítulos seguintes.

1.6 Objetivo

O objetivo desse trabalho é o desenvolvimento de um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos de potência com vistas à aplicação no sistema interligado nacional.

No Capítulo 2, apresenta-se as principais características do modelo matemático do sistema hidrotérmico de geração. Nesse capítulo, são utilizados dados reais das principais usinas brasileiras, favorecendo a percepção de ordem de grandeza das variáveis que descrevem a operação de tais usinas.

No Capítulo 3, apresenta-se o sistema gerenciador dos dados cadastrais das usinas hidrelétricas brasileiras, o programa HydroData. Esse programa pode ser encarado como o alicerce do sistema de suporte à decisão. Mais do que um banco de dados, o sistema HydroData possui ferramentas para análise dos dados cadastrais através de recursos gráficos avançados. O sistema fornece ainda ferramentas para a manutenção da consistência dos dados.

Os modelos desenvolvidos para a solução do problema de planejamento da operação são apresentados no Capítulo 4. Serão apresentados de forma sucinta a formulação matemática dos modelos de otimização, previsão de vazões e simulação da operação hidrotérmica. Uma breve descrição das interfaces gráficas dos respectivos módulos existentes no programa HydroLab acompanham o final da apresentação de cada modelo. O mesmo padrão de apresentação é utilizado para o conjunto de modelos que abordam o problema de programação da operação, conforme conteúdo do Capítulo 5.

No Capítulo 6, apresenta-se uma descrição do sistema de apoio à decisão, o programa HydroLab, que será exposto de forma a destacar seu desempenho e inovações no gerenciamento de estudos de simulação (HydroSim), otimização (HydroMax e HydroDesp) e previsão (HydroPrev). O intuito é enfatizar o funcionamento geral da interface gráfica, bem como os avanços e inovações contidos na engenharia de software do projeto realizado para o programa HydroLab. Em termos de sistemas computacionais, essa tese contém a descrição de dois programas: HydroData e HydroLab. A relação entre eles, bem como a integração projetada para a interface gráfica de ambos, serão discutidas no Capítulo 6.

Por fim, no Capítulo 7, faz-se um estudo de caso para aferir o desempenho do programa HydroLab no gerenciamento de toda a cadeia de modelos de planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos, desde a etapa de planejamento da operação (médio e longo prazo) até a programação da operação (curto prazo).

Capítulo 2

Sistemas Hidrotérmicos de Geração

Nesse capítulo, faz-se uma apresentação das principais características de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica. O modelo matemático da operação de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas é apresentado de forma a destacar a nomenclatura de variáveis utilizada nos modelos de otimização, previsão e simulação. O capítulo possui, também, um conjunto de exemplos numéricos de algumas características de operação, os quais têm o objetivo de auxiliar a compreensão dos componentes do modelo matemático e aumentar a sensibilidade sobre a ordem de grandeza das variáveis descritas.

2.1 O Sistema de Geração

Um sistema hidrotérmico de geração pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e consumo. A geração engloba a parte do sistema responsável pela produção de energia elétrica, podendo ser hidrelétrica, quando resulta do aproveitamento da energia de quedas hidráulicas, ou termelétrica, quando resulta da queima de combustíveis fósseis como carvão, óleo, gás e fósseis como urânio. A transmissão de energia corresponde aos meios físicos de transporte (linhas de transmissão e distribuição) que conduzem a energia das fontes geradoras até os mercados consumidores. O consumo engloba as demandas de carga (equipamentos e consumidores) que recebem e utilizam essa energia. Um exemplo esquemático da relação entre as três partes pode ser visto na Figura 2.1.

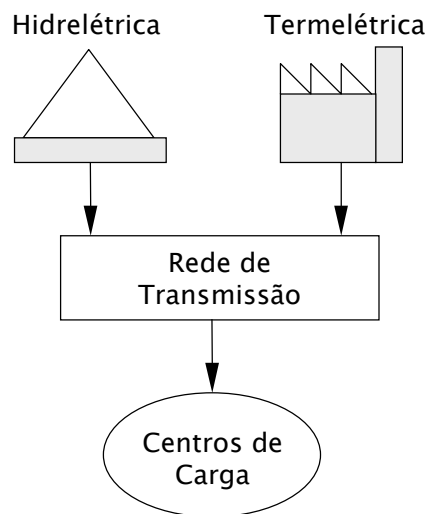


Figura 2.1. Esquema de um Sistema Hidrotérmico.

Em um sistema hidrotérmico, o custo de operação pode ser dividido em duas parcelas: custos fixos e variáveis em função do nível de geração das usinas. Em uma usina hidrelétrica, existem apenas custos fixos, uma vez que os custos de manutenção e operação das máquinas não dependem da geração da usina. Por outro lado, em uma usina termelétrica, o custo é fortemente dependente da geração, uma vez que o consumo de combustível é proporcional ao nível de geração da usina. Dessa forma, pode-se concluir que o custo variável de um sistema hidrotérmico é computado por sua parcela de operação do sistema de geração termelétrico.

A seguir, faz-se uma breve apresentação das características e variáveis envolvidas na descrição de usinas hidrelétricas. O objetivo é auxiliar a compreensão dos componentes do modelo matemático de operação de uma usina hidrelétrica.

2.2 Usinas Hidrelétricas

Uma das formas de energia renovável encontradas na natureza é a energia potencial hidráulica, resultante do aproveitamento de quedas d'água. O Brasil, dotado de grandes bacias hidrográficas, possui uma quantidade muito grande de recursos hídricos com possibilidade de aproveitamento, dos quais uma grande parcela ainda não foi explorada.

O sistema hidrelétrico brasileiro é composto de usinas com capacidade de geração e armazenamento muito variados. Exemplo: do conjunto total de 102 usinas pertencentes ao SIN, 27 usinas são responsáveis por 80% da capacidade nacional. Estendendo essa análise um pouco mais, nota-se que apenas 44 usinas já alcançam 90% da capacidade total de geração.

O processo de geração de energia hidrelétrica baseia-se na transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A energia potencial hidráulica é obtida a partir do armazenamento de água em reservatórios ou lagos. Esse armazenamento é conseguido através da construção de obras de represamento.

A água do reservatório é conduzida sob pressão através de condutos forçados até o conjunto de turbinas da usina, local que é denominado de *casa de máquinas*. Na casa de máquinas, a água é direcionada de forma a impulsionar as pás (ou lâminas) das turbinas. A energia cinética e a energia de pressão dinâmica desenvolvida no percurso da água, através da tubulação, são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas estão conectadas a geradores que, postos em movimento contínuo, convertem a energia cinética em energia elétrica. Depois de passar pelas turbinas, a água retorna ao rio através de canais ou condutos que recebem o nome de *canal de fuga* da usina.

Outra maneira de se retirar água do reservatório, sem que essa produza energia passando pelas turbinas, é através do *vertedouro*. Essa obra de descarga de vazões permite o controle do nível d'água do reservatório, em situações em que a capacidade de geração de energia não é suficiente para extravasar o fluxo de água que chega ao reservatório.

Mais detalhes sobre os elementos que compõem uma usina hidrelétrica podem ser encontradas em Schreiber (1977). Detalhes sobre o modelo matemático da operação de usinas hidrelétricas foram descritas e ilustradas na dissertação de mestrado de Cicogna (1999).

Na Figura 2.2, a seguir, apresenta-se um esquema de uma usina hidrelétrica com seu reservatório, conduto forçado de adução, casa de máquinas, vertedouro e canal de fuga. Ilustrem-se, também, as principais variáveis que compõem seu modelo matemático.

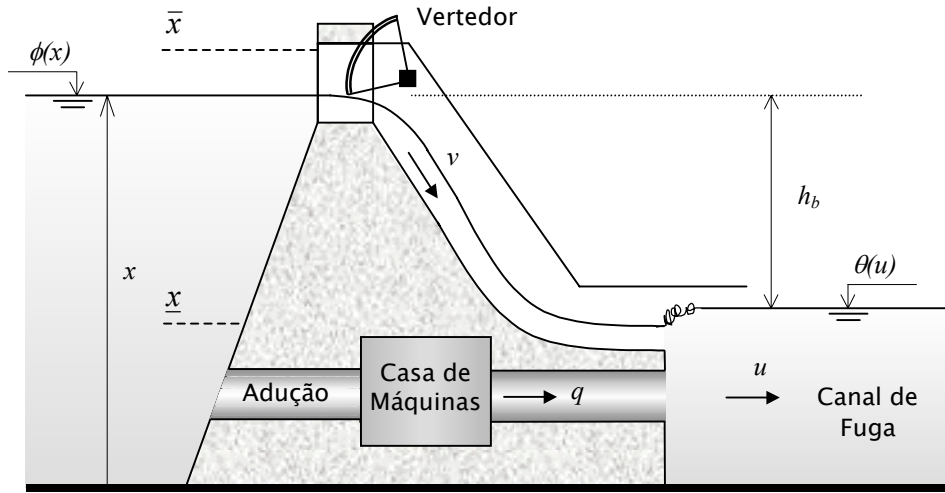


Figura 2.2. Esquema de uma usina hidrelétrica.

As variáveis envolvidas na descrição do modelo de uma usina hidrelétrica e suas respectivas unidades são:

- x : volume do reservatório [hm^3] (hectômetros cúbicos);
- \bar{x} : volume máximo operativo do reservatório [hm^3];
- \underline{x} : volume mínimo operativo do reservatório [hm^3];
- $x_{\text{útil}} = (\bar{x} - \underline{x})$: volume útil do reservatório [hm^3];
- u : vazão descarregada pela usina (defluência) [m^3/s];
- q : vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) [m^3/s];
- v : vazão descarregada pelo vertedor (vertimento) [m^3/s];
- $\phi(x)$: cota de montante do reservatório (função do volume) [m];
- $\theta(u)$: cota de jusante do canal de fuga (função da defluência) [m];
- $h_b = (\phi(x) - \theta(u))$: altura de queda bruta [m].

2.2.1 Reservatórios

O volume de água armazenado em um reservatório, representado pela variável x , pode ser dividido em três faixas, segundo o seu uso: volumes *morto*, *útil* e de *segurança*. Na Figura 2.3, apresenta-se uma visualização gráfica dessa divisão.

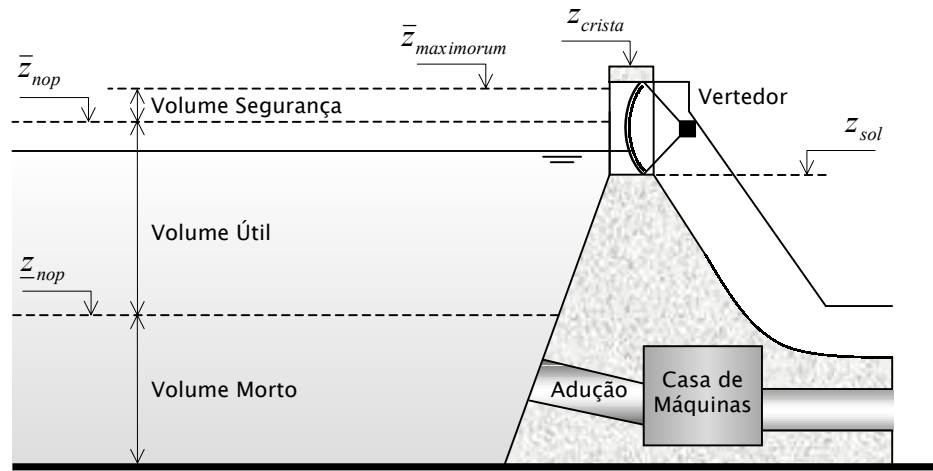


Figura 2.3. Classificação do volume total de um reservatório.

O volume morto é o volume de água armazenado abaixo da cota mínima normal operativa z_{nop} , que é definida como a mínima cota do reservatório na qual é possível produzir energia elétrica nas turbinas da usina. Devido a esse fato, o volume morto pode ser considerado como um valor de referência a partir do qual o armazenamento de água no reservatório está disponível para a produção de energia elétrica.

O volume útil é aquele armazenado entre as cotas máxima z_{nop} e mínima z_{nop} normal operativa. A cota mínima normal operativa é determinada a partir de restrições hidráulicas para a entrada de água no sistema de adução (por exemplo: evitar a formação de vórtices na tomada d'água, e evitar o fenômeno de cavitação nas pás das turbinas).

O volume de segurança é o volume vazio existente entre as cotas máxima normal operativa e a cota máxima *maximorum* $z_{maximorum}$ do aproveitamento. A cota máxima *maximorum* é definida como a cota máxima para a operação da usina, sendo atingida apenas no dimensionamento da usina para quando é simulada a operação de emergência para a *cheia de projeto* do aproveitamento. O volume de segurança tem a finalidade de reservar uma faixa de segurança na operação de laminação da cheia de projeto.

O cálculo das cotas que definem as características dimensionais e os limites operativos de um reservatório é feito com base na cheia de projeto. Essa cheia é uma seqüência hidrológica bastante majorada, calculada a partir do histórico de vazões, que representaria a cheia mais severa para o aproveitamento hidráulico, segundo uma probabilidade de ocorrência. Como exemplo, pode-se citar a *cheia decamilenar* muito utilizada no cálculo das cheias de projeto de

usinas hidrelétricas brasileiras. Essa seqüência hidrológica é calculada considerando-se uma condição hidrológica (cheia) com probabilidade média de ocorrência de dez mil anos.

Os reservatórios, conforme sua capacidade de regularização, são classificados como de *acumulação* ou de *compensação*. Os reservatórios de acumulação têm grande capacidade de armazenar energia na forma de água armazenada. Essa capacidade de armazenamento de água permite transferir energia de um período de chuvas para um período de estiagem.

Em horizontes plurianuais, os reservatórios de compensação têm pequena capacidade de armazenar energia, o que permite apenas a regulação de pequenas descargas. As usinas com reservatórios de acumulação são denominadas *usinas de reservatório* e aquelas com reservatórios de compensação são denominadas *usinas a fio d'água*.

A classificação dos reservatórios quanto a sua capacidade de regularização está condicionada ao horizonte de operação hidráulica dos mesmos. Em horizontes de médio e longo prazo, é desprezada a capacidade de regularização dos reservatórios a fio d'água. No entanto, em horizontes de curto prazo (horas ou dias) esses reservatórios podem ser considerados como de acumulação, em função de sua estreita faixa de operação (geralmente de até um metro).

Na Figura 2.4, ilustra-se uma cascata de usinas localizadas no sistema sudeste, cujos dados serão utilizados nesse item para demonstração das principais características de um sistema hidrelétrico. As usinas representadas por um símbolo triangular são as que possuem reservatórios de acumulação. As usinas representadas por um símbolo circular são aquelas que possuem reservatórios a fio d'água (considerando horizontes de médio e longo prazo).

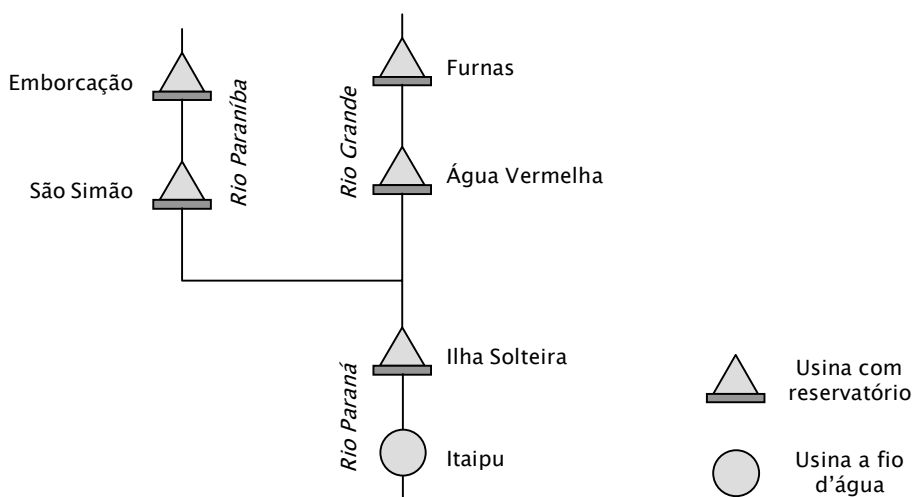


Figura 2.4. Cascata de usinas utilizada nas ilustrações.

Para ilustração numérica da classificação de reservatórios entre os tipos acumulação e fio d'água, a Tabela 2.2 contém os dados de volumes máximo, mínimo, útil, *maximorum* e de segurança; as respectivas cotas máxima, mínima, *maximorum*, faixa de operação normal e a altura de segurança do reservatório das usinas da Figura 2.4.

Usina	Volumes [hm ³] / Cotas [m]				
	Máximo	Mínimo	Útil	<i>Maximorum</i>	Segurança
Furnas	22950 768,00	5733 750,00	17217 18,00	24881 769,30	1931 1,30
Água Vermelha	11025 383,30	5856 373,30	5169 10,00	11025 383,30	0 0,00
Emborcação	17190 660,00	4669 615,00	12521 45,00	17427 660,50	237 0,50
São Simão	12540 401,00	7000 390,50	5540 10,50	13317 401,80	777 0,80
Ilha Solteira	34432 328,00	25467 323,00	8965 5,00	35645 329,00	1213 1,00
Itaipu	29000 220,00	29000 220,00	0 0,00	33320 223,10	4320 1,10

Tabela 2.1. Volume máximo, mínimo, útil, *maximorum* e de segurança e as respectivas cotas máxima, mínima, faixa de operação normal e altura de segurança.

É importante estudar a capacidade de regularização de um reservatório. Por exemplo, pode-se notar que a usina de Itaipu tem seu volume útil e sua faixa de operação normal iguais a zero, sendo considerada uma usina com reservatório a fio d'água. Portanto, em termos energéticos e segundo a classificação de reservatórios apresentada anteriormente, pode-se afirmar que a usina de Itaipu não possui capacidade de regularização de vazões para estudos de horizonte de médio e longo prazo.

Para esses horizontes, o reservatório de Itaipu não possui variação do nível d'água, exigindo que a vazão que chega ao reservatório seja turbinada e/ou vertida, não existindo a capacidade de armazenamento dessa vazão. No entanto, em horizontes de curto prazo, as faixas operativas podem ser utilizadas, tornando esse reservatório capaz de regularizar pequenas vazões afluentes. Essas faixas devem ser consideradas pelos modelos de simulação de curto prazo.

Por outro lado, a usina de Furnas possui um reservatório com grande capacidade de armazenamento. Essa capacidade influencia a operação das demais usinas localizadas a jusante, uma vez que a usina de Furnas possui capacidade de regular o grande estoque de água de seu reservatório. O mesmo raciocínio pode ser estendido para as usinas de Emborcação e Ilha Solteira.

2.2.2 Conjuntos Turbina/Gerador

A casa de máquinas de uma usina hidrelétrica é composta por conjuntos de unidades geradoras (Turbina/Gerador) com características semelhantes. As características principais de uma casa de máquinas e de suas unidades geradoras são descritos a seguir. Mais detalhes podem ser encontrados em Schreiber (1977).

- N_C : número de conjuntos de unidades geradoras da usina;
- N_j : número de unidades geradoras do conjunto j ;
- $Tipo_j$: tipo da turbina do conjunto j (*Francis, Kaplan* ou *Pelton*);
- $p_{ef,j}$: *Potência Efetiva* de cada unidade geradora do conjunto j . A potência efetiva é definida como a máxima potência ativa possível de ser gerada, em regime permanente, na unidade geradora a partir da sua entrada em operação (leia sobre Potência Nominal abaixo);
- $h_{ef,j}$: *Altura de Queda Efetiva* de cada unidade geradora do conjunto j . É definida como a menor queda líquida sob a qual a unidade, em operação, desenvolve a sua potência efetiva;
- $q_{ef,j}$: *Engolimento Efetivo* de cada unidade geradora do conjunto j . É definido como a vazão turbinada que submetida à queda efetiva produz a potência efetiva.

Na fase de dimensionamento dos conjuntos geradores de uma usina, são definidos os valores de potência nominal, altura de queda nominal e engolimento nominal de cada unidade geradora, que recebem o pós-fixo *nominal*. Terminada a fase de construção da usina, e após a sua entrada em operação comercial, a operação da unidade geradora pode ser analisada e, então, pode-se determinar os valores efetivos de potência, queda e engolimento.

A partir dos conceitos de engolimento efetivo e potência efetiva de cada unidade geradora de um conjunto e do número de conjuntos que uma usina possui, podem ser definidos os conceitos de engolimento efetivo q_{ef} e potência efetiva p_{ef} da usina:

$$q_{ef} = \sum_{j=1}^{N_C} (N_j \cdot q_{ef,j}) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.1)$$

$$p_{ef} = \sum_{j=1}^{N_C} (N_j \cdot p_{ef,j}) \quad [\text{MW}] \quad (2.2)$$

Para ilustração numérica das características descritas acima, a Tabela 2.2 contém um resumo das características dos conjuntos Turbina/Gerador de algumas usinas do sistema sudeste e nordeste. Deve-se notar a diversidade de conjuntos geradores para o sistema formado pelas usinas de Paulo Afonso 1, 2 e 3, localizadas no Rio São Francisco.

Usina	Conjuntos Turbina/Gerador					
	N_c	Tipo _j	N_j	$h_{ef,j}$ [m]	$q_{ef,j}$ [m ³ /s]	$p_{ef,j}$ [MW]
Furnas	2	Francis	6	90,00	211	164,0
		Francis	2	89,30	213	164,0
Água Vermelha	1	Francis	6	53,50	487	230,0
Emborcação	1	Francis	4	130,30	262	298,0
São Simão	1	Francis	6	70,90	437	280,0
Ilha Solteira	1	Francis	24	41,50	442	162,0
Paulo Afonso 1, 2 e 3	5	Francis	3	81,00	84	60,0
		Francis	2	82,00	97	70,0
		Francis	1	82,00	104	75,0
		Francis	3	81,50	118	76,0
		Francis	4	87,50	310	200,0

Tabela 2.2. Características dos Conjuntos Turbina/Gerador.

2.2.3 Potência Máxima e Engolimento Máximo

O conceito de engolimento máximo está associado à geração da potência máxima de uma unidade geradora e, conseqüentemente, da potência máxima produzida por uma usina.

A potência máxima de uma unidade geradora é definida como o maior valor de potência ativa de saída, para uma determinada altura de queda líquida, levando-se em conta as limitações da turbina e do gerador (Fortunato, 1990). O engolimento máximo de uma unidade geradora é definido como a vazão turbinada que, numa dada altura líquida, produz a potência máxima da unidade.

Os conceitos discutidos a seguir referem-se à análise de uma única unidade geradora (Turbina/Gerador). Porém, esses conceitos são extensíveis à análise de uma usina hidrelétrica compostas por conjuntos de unidades geradoras. Para cada altura de queda, uma unidade geradora é capaz de produzir uma potência máxima às custas de um turbinamento (engolimento) máximo.

Na Figura 2.5, mostra-se um esquema das curvas de potência máxima \bar{p} e do engolimento máximo da turbina \bar{q} , em função da altura de queda líquida h_l disponível para uma unidade geradora.

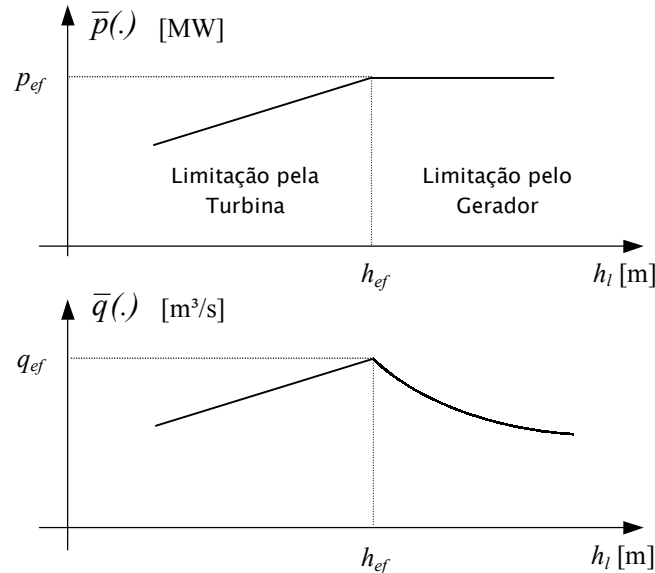


Figura 2.5. Esquema das curvas de potência máxima x altura de queda líquida e engolimento máximo x altura de queda líquida de uma unidade geradora.

Na Figura 2.5, vê-se que a produção de potência máxima tem dois comportamentos distintos, e que o ponto divisor dos dois comportamentos é o valor de altura de queda líquida efetiva. A operação para alturas de queda líquida menores do que a queda líquida efetiva faz com que a produção de potência elétrica fique limitada pela turbina. Para tais quedas, a potência mecânica máxima fornecida pela turbina é inferior ao valor que o gerador deve receber em seu eixo para fornecer sua potência efetiva. Por outro lado, a operação em condições de queda superior à queda líquida efetiva, a turbina é capaz de produzir potências mecânicas superiores àquela que o gerador pode absorver em seu eixo. Para diminuir a potência mecânica transferida ao gerador, a turbina tem seus distribuidores parcialmente fechados, o que reduz seu turbinamento máximo. Isto explica o lado descendente da curva de engolimento máximo x altura líquida \bar{q} .

Nota-se que, para uma altura de queda líquida menor do que a altura de queda efetiva, a unidade geradora não consegue atingir sua potência efetiva, e, além disso, a turbina tem um engolimento máximo menor que seu engolimento efetivo. Porém, para uma altura de queda líquida maior do que a altura de queda efetiva, a unidade geradora atinge sua potência efetiva e, mais uma vez, tem seu engolimento máximo menor do que o engolimento efetivo, pois o gerador não pode receber toda a potência disponível na turbina caso o engolimento seja maior. Isto significa

que, para quedas maiores que a queda líquida efetiva, a unidade geradora fornece sua potência efetiva em um ponto de melhor produtividade do processo de geração, pois o engolimento máximo necessário é menor quanto maior for a queda líquida.

2.2.4 Rendimento de Uma Unidade Geradora

Em uma unidade geradora hidrelétrica, o processo de transformação da energia cinética e hidrodinâmica em energia elétrica está sujeito ao rendimento das máquinas envolvidas no processo. Para ilustração, apresenta-se na Figura 2.6 a função de rendimento de uma unidade geradora (tipo Bulbo) da usina de Canoas II. O rendimento, nessa figura, é função da altura de queda bruta disponível e da potência a ser gerada. Devido à sua forma, a função de rendimento também é chamada de *curva colina* da unidade geradora.

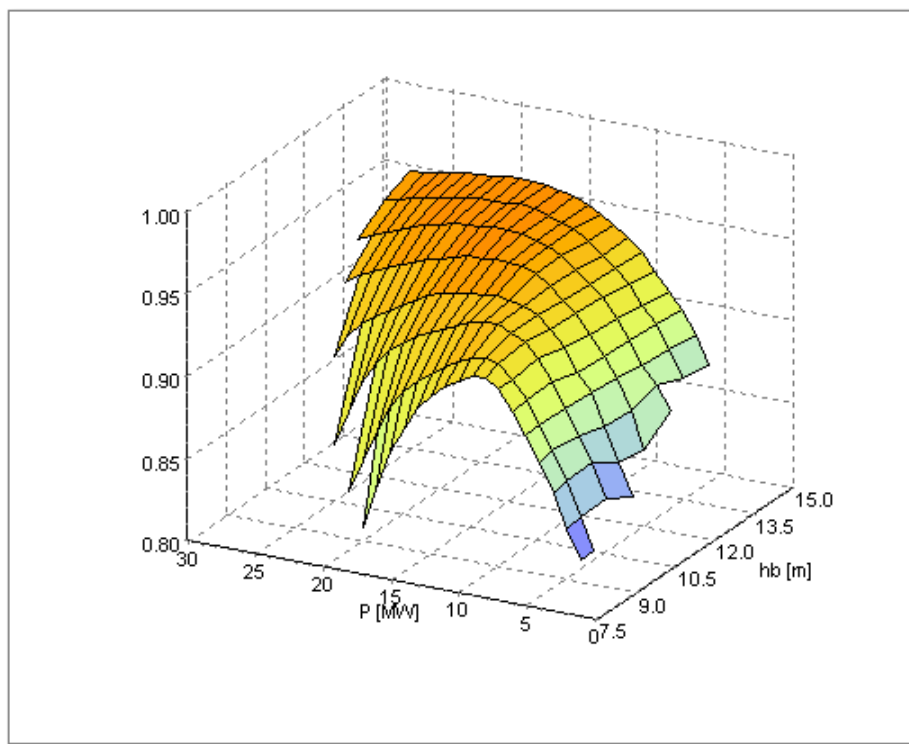


Figura 2.6. Função rendimento de uma unidade geradora da usina de Canoas II (Curva Colina).

Para ilustração de como se determinar o rendimento de uma unidade geradora para uma combinação de queda bruta e potência, na Figura 2.7 ilustra-se a função de rendimento em *curvas de nível* (curvas que possuem igual rendimento).

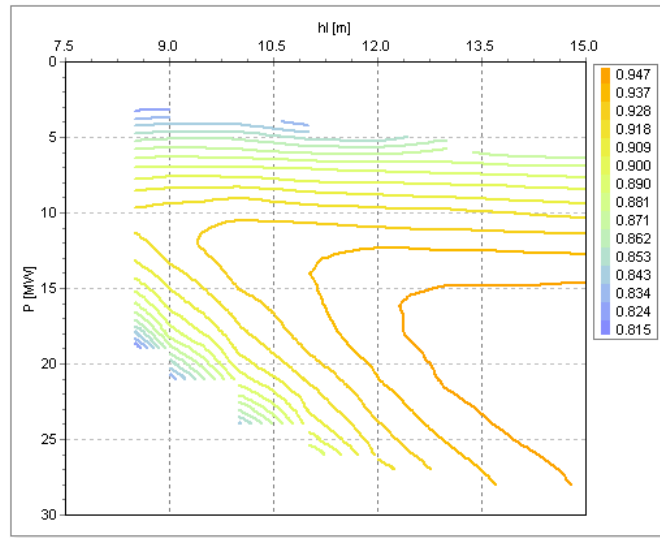


Figura 2.7. Função rendimento de uma unidade geradora da usina de Canoas II apresentada na forma de curvas de igual rendimento.

O gerador, por sua vez, também tem a sua curva de rendimento, como o apresentado na Figura 2.8, relativo à usina de Itaipu (único exemplo encontrado nos dados do setor elétrico).

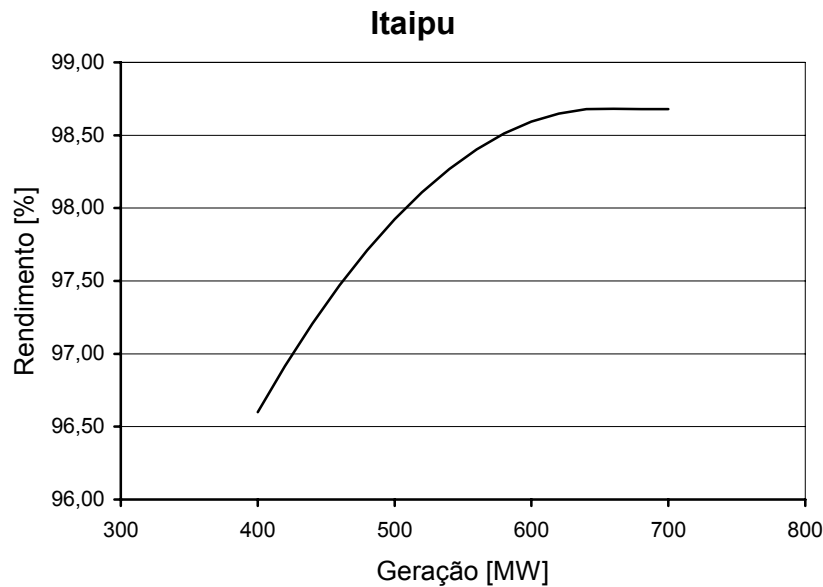


Figura 2.8. Função rendimento de um gerador da usina de Itaipu.

Quando se comparam as curvas de rendimentos das turbinas e geradores, verifica-se que relativamente os geradores apresentam menores variações em seu rendimento em relação às turbinas. De qualquer modo, o rendimento do conjunto turbina-gerador será dado por:

$$\eta_{ig} = \eta_{tur} \cdot \eta_{ger} \tag{2.3}$$

2.2.5 Função de Produção Hidráulica

A função de produção de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica pode ser deduzida a partir da energia potencial armazenada no reservatório. Inicialmente, define-se a variação de energia potencial, medida em *Joules*, em relação a uma variação de massa de água no reservatório:

$$de_p = dm \cdot g \cdot h \quad [\text{J}] \quad (2.4)$$

onde dm é uma variação incremental da massa de água armazenada no reservatório; g é a aceleração da gravidade e h é a diferença entre os níveis de montante e de jusante, provocado pelo barramento da água. Essa variação de massa pode ser convertida em uma variação de volume, utilizando-se o peso específico da água $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$:

$$\rho = \frac{m}{v} \rightarrow dm = \rho \cdot dv \quad (2.5)$$

A variação de volume, considerando-se que ocorra num intervalo de tempo infinitesimal, pode ser convertida em vazão:

$$q = \frac{dv}{dt} \rightarrow dv = q \cdot dt \quad (2.6)$$

Com essas duas transformações, pode-se escrever a equação da variação da energia potencial em função da vazão retirada do reservatório para a geração de energia:

$$de_p = \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h \quad (2.7)$$

A transformação de energia potencial em energia elétrica depende do rendimento η do processo de conversão da energia:

$$e_e = \eta_{ig} \cdot e_p \quad (2.8)$$

Esse rendimento, conforme visto, pode ser expresso como função da vazão turbinada e da altura de queda líquida. A função de rendimento, como já foi ilustrada anteriormente, fornece o rendimento de uma unidade geradora desde estados mínimos de engolimento e queda líquida necessários para a geração de energia, até condições de engolimento e queda líquida máximos. A equação de transformação de energia pode ser escrita da seguinte forma:

$$de_e = \eta_{ig} \cdot \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h_l \quad (2.9)$$

Transformando a energia em potência ($p = \frac{de}{dt}$):

$$p = \rho \cdot g \cdot \eta_{ig} \cdot h_l \cdot q \quad [W] \quad (2.10)$$

Substituindo os valores do peso específico da água e da aceleração da gravidade, e dividindo por 10^6 para obter o resultado em MW, tem-se:

$$p = 9,81 \cdot 10^{-6} \cdot \eta_{ig} \cdot h_l(x,u) \cdot q \quad [MW] \quad (2.11)$$

A Equação (2.11) descreve a potência disponível na unidade geradora para uma altura de queda líquida h_l na usina e uma vazão q na turbina.

A função de produção determina a potência instantânea conseguida a partir de uma usina com o seu reservatório, armazenando um volume x , uma unidade geradora engolindo uma vazão q e a usina defluindo uma vazão u , que pode ser diferente de q caso exista vertimento na usina. Para se determinar a potência instantânea da usina basta calcular o somatório da potência instantânea de cada unidade geradora.

Para ilustração de uma função de produção com as características citadas acima, na Figura 2.9, apresenta-se a função de produção da usina de Furnas.

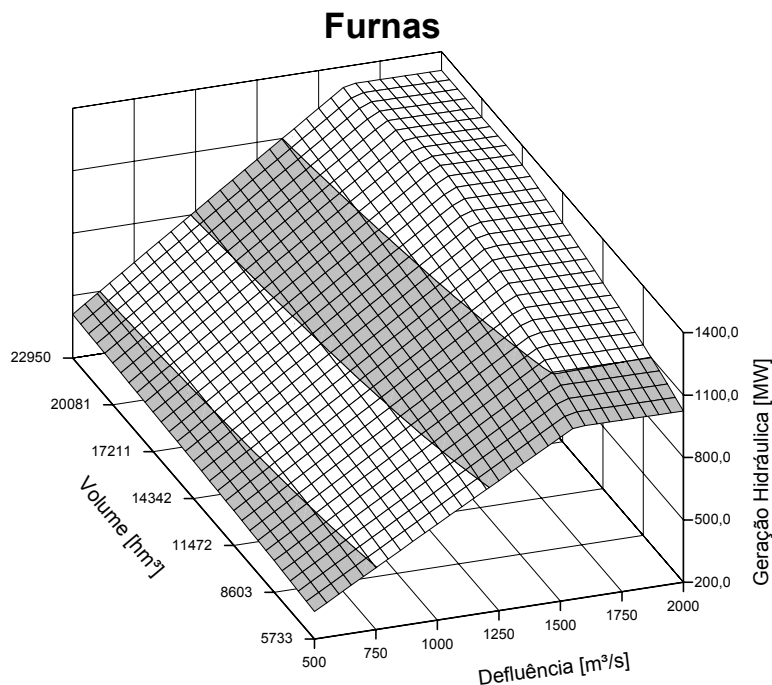


Figura 2.9. Ilustração da função de produção da usina de Furnas.

Considerando-se que toda a vazão defluente da usina seja turbinada até que o engolimento máximo não seja atingido, a análise da função de produção destaca dois pontos importantes:

- para um determinado valor de volume x , a função de produção é crescente em relação à u , enquanto $u < \bar{q}$. Acima desse valor, a usina passa a verter e a função de geração decresce devido à diminuição da queda líquida disponível. A queda líquida diminui devido à consideração de volume constante aliada ao aumento da defluência da usina, que eleva a cota do canal de fuga;
- a produtividade das usinas aumenta com o volume armazenado nos reservatórios (aumento da altura de queda líquida).

Deve-se notar a não diferenciabilidade que existe para determinados valores de defluência e volume. Na Figura 2.10, apresentam-se cortes da função de produção para os limites máximos e mínimos de volume e defluência escolhidos apresentados na Figura 2.9.

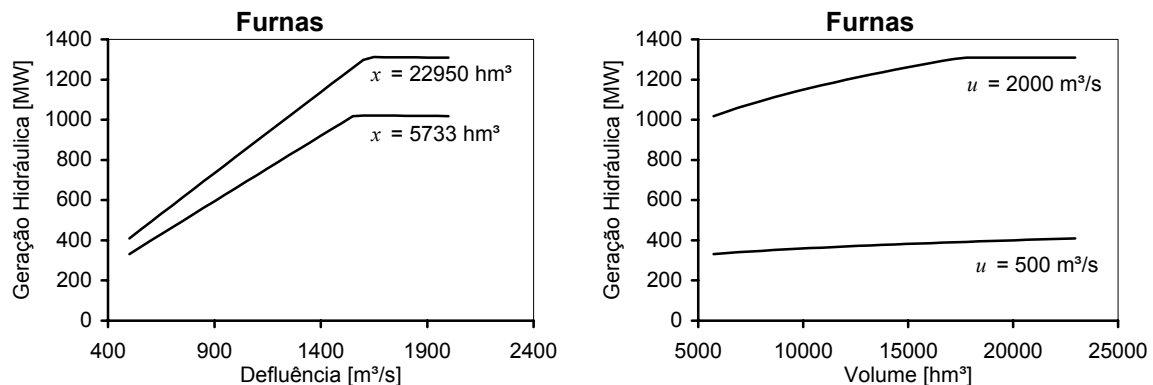


Figura 2.10. Cortes da função de produção da usina de Furnas para os limites mínimo e máximo de volume e defluência apresentados na Figura 2.9.

Essas quinças ocorrem por causa do limite de vazão turbinada máxima da turbina. Quando a defluência ultrapassa esse limite, a componente de vazão turbinada iguala-se ao engolimento máximo das turbinas e a componente de vertimento torna-se não nula. O vertimento ocorre como um excesso de vazão acima do engolimento máximo das unidades geradoras. Nessa situação, a geração hidrelétrica não cresce mais com a vazão turbinada. Em algumas usinas, nas quais o vertimento influencia no nível d'água no canal de fuga, o aumento de defluência pode até reduzir geração por elevação do canal de fuga. Esse efeito pode ser verificado na Figura 2.10a para o corte de defluência com volume igual a 5733 hm^3 .

2.3 Usinas Termelétricas

Outra fonte geradora de energia amplamente utilizada é a geração termelétrica. Nesse tipo de geração, a energia elétrica é obtida pela transformação de energia térmica em energia mecânica para a movimentação de uma turbina acoplada a um gerador. A forma de classificar os vários tipos de usinas baseia-se, principalmente, no modo em que é obtida essa energia térmica, mais especificamente, no tipo de combustível que a usina utiliza e na forma como esse é queimado.

O Brasil é um país onde a energia termelétrica corresponde a uma parcela pequena da produção total, dada à abundância de aproveitamentos de recursos hidráulicos. Dados atuais apontam que, aproximadamente, 92% da produção de geração do país são de origem hidrelétrica.

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas termelétricas classificadas de acordo com os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/gerador, indisponibilidade forçada e programada, etc.

O custo total de operação inclui o custo de compra do combustível e os custos de mão-de-obra, estoques de combustível e manutenção. Como os custos de mão-de-obra, estoques e manutenção são independentes da geração de energia, os modelos mais utilizados assumem que esses custos são fixos.

O custo total costuma ser modelado como uma função convexa e crescente da geração térmica, sendo em geral aproximado por um polinômio de segundo grau (El-Hawary, 1979), baseado na curva da taxa térmica incremental da usina, que dá a relação MJ/MWh da mesma. Essa relação informa a quantidade necessária de combustível, em energia (MJ), para que a usina gere um MWh. Na Figura 2.11, apresenta-se a forma típica da função de custo total de uma usina termelétrica $\psi(\cdot)$.

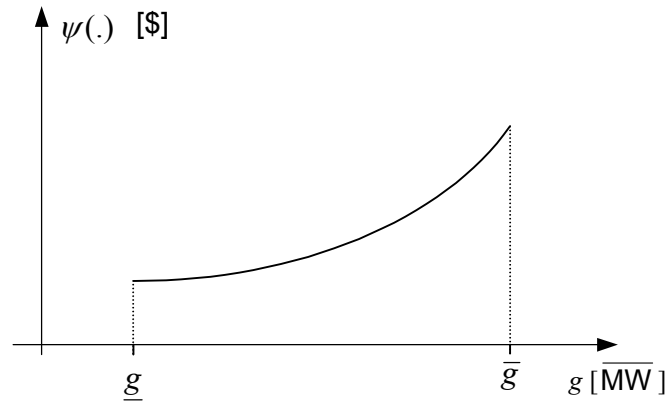


Figura 2.11. Aparência típica da função de custo de operação de uma termelétrica.

Embora na literatura os custos de operação de uma usina termelétrica sejam modelados como quadráticas, no sistema brasileiro não existem tais curvas. A Tabela 2.3 contém os coeficientes da função de custo de geração e os limites de geração de algumas usinas termelétricas localizadas na região sudeste (Kligerman, 1992). Pode-se verificar que essas funções são lineares e o coeficiente a_1 indica o custo incremental em US\$, ou seja, o custo de geração de um MWh pela usina.

Térmicas		Função Custo e Limites de Geração				
		a_0	a_1	a_2	\underline{g} [MW]	\bar{g} [MW]
Nuclear		0,0	8	0,0	0,0	420
Óleo	1	0,0	38	0,0	0,0	455
	2	0,0	44	0,0	0,0	460
	3	0,0	60	0,0	0,0	73
	4	0,0	70	0,0	0,0	70
Carvão	1	0,0	14	0,0	0,0	318
	2	0,0	20	0,0	0,0	354
	3	0,0	40	0,0	0,0	64

Tabela 2.3. Dados de algumas usinas termelétricas do sistema sudeste.

2.4 Detalhes

2.4.1 Unidades de Energia

A unidade utilizada para expressar energia é o \overline{MW} (mega watt médio). O \overline{MW} , em um dado intervalo de tempo Δt , é a energia produzida por uma fonte geradora de potência 1 MW. Para que se consiga o valor de energia, em unidades rotineiras como MWh ou MWmês, deve-se fornecer a duração do intervalo em que a fonte geradora trabalhou.

Suponha-se, por exemplo, uma fonte geradora produzindo 1 \overline{MW} de energia elétrica. Se essa fonte geradora trabalhar por uma hora, a energia gerada por ela será de 1 MWh. Se a mesma fonte trabalhar por um dia, a energia gerada será de 24 MWh = 1 MWdia. Se a fonte geradora trabalhar por um mês (30 dias), a energia gerada será dada por 730 MWh = 30 MWdia = 1 MWmês.

A vantagem de se utilizar o \overline{MW} para se medir energia é que ele informa também o valor da potência média fornecida pela fonte geradora durante o intervalo Δt . Suponha-se, por exemplo, que uma determinada usina tenha uma potência instalada de 1000 MW e que no intervalo de um mês essa usina tenha gerado 500 \overline{MW} . Em MWh, a usina gerou (730 horas x 500 \overline{MW}) = 365000 MWh. Além disso, tem-se a informação de que a potência média fornecida pela usina durante o referido mês foi de 50% de sua capacidade instalada, ou seja, o valor de energia expresso em \overline{MW} permite inferir o valor de potência média (500 MW).

Como a geração térmica é expressa em \overline{MW} , e os coeficientes da função de custo térmico consideram a geração dada em MWh, deve-se proceder a respectiva transformação de unidades. A conversão de uma certa geração g em \overline{MW} , ocorrida em um intervalo de Δt segundos, para MWh, é dada por:

$$g_{MWh} = \frac{\Delta t}{3600} g_{\overline{MW}} \quad (2.12)$$

onde a fração que multiplica a geração em \overline{MW} , representa o número de horas do intervalo Δt .

2.4.2 Horizonte de Estudo

Nos modelos de otimização e simulação utilizados na etapa de planejamento energético e programação do despacho, o horizonte de estudo pode variar sua extensão desde algumas horas

(programação) até de alguns anos (planejamento energético), sendo geralmente encontradas as discretizações horária, diária, semanal ou mensal. Nesse trabalho, optou-se por modelar o horizonte de estudo com discretização variável de seus intervalos. Dessa forma, pode-se utilizar um horizonte com qualquer discretização. Além disso, a formulação permite que o horizonte seja discretizado utilizando-se combinações de intervalos diferentes, o que pode ser chamado de discretização mista. Na Figura 2.12, ilustra-se uma discretização mista fictícia, utilizando os intervalos horário, múltiplo de 8 horas e diário, apenas para ilustração da estrutura da escala do modelo temporal.

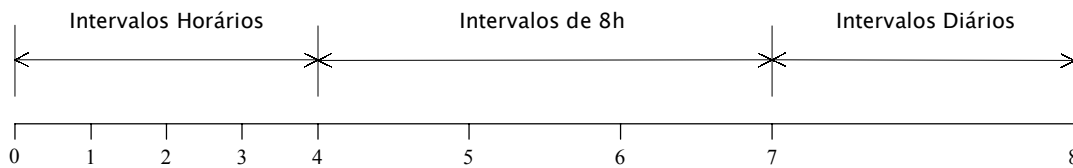


Figura 2.12. Escala temporal de um horizonte com discretização mista.

A discretização é estabelecida determinando-se o número de segundos de cada intervalo Δt_i . Um grupo de intervalos de tempo adjacentes com mesmo tamanho será denominado de sub-horizonte. A discretização mista da Figura 2.12 está detalhada em relação ao número de segundos de cada intervalo, conforme dados apresentados na Tabela 2.4.

Deve-se notar que o intervalo t tem como índice inicial o valor $t-1$ e final o valor t .

Intervalo	Número de Segundos (Δt_i)
1	3600
2	3600
3	3600
4	3600
5	28800
6	28800
7	28800
8	86400

Tabela 2.4. Exemplo de detalhamento de um horizonte com discretização mista.

Finaliza-se aqui a apresentação detalhada da modelagem dos componentes que fazem parte de um sistema hidrotérmico de geração, juntamente com ilustrações reais de suas características.

Em branco

Capítulo 3

O Banco de Dados HydroData

Nesse capítulo descreve-se o programa computacional gerenciador dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas. Esse programa, chamado HydroData, é um aplicativo para computadores que permite a consulta, organização, padronização e gerenciamento dos dados cadastrais das principais usinas hidrelétricas brasileiras. Os dados cadastrais do HydroData contam atualmente com um total de 102 usinas, englobando o conjunto de usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro.

3.1 Características Técnicas

O programa HydroData foi implementado utilizando-se o ambiente de desenvolvimento gráfico *Borland C++ Builder 5* (Hollingworth, 2001 e Reisdorph, 1999). O sistema *C++ Builder* é um sistema moderno para o desenvolvimento de aplicativos para computadores; suas características o colocam como uma das melhores ferramentas existentes para o desenvolvimento de sistemas computacionais em linguagem C++. Esse sistema possui um número grande de recursos e facilidades para a implementação de aplicativos, principalmente quando se visa seguir o padrão do sistema operacional *Windows*. A linguagem de programação utilizada na codificação é a linguagem orientada a objetos C++ (Stroustrup, 1997; Josuttis, 1999 e Lippman, 1998).

É importante ressaltar que a linguagem C++ é uma das mais completas linguagens para o tratamento de problemas de engenharia. O trabalho de implementação teve início em uma tarefa de revisão da linguagem C++, identificando as modificações ocorridas com a adoção do novo padrão ANSI/ISO de 1998. Além disso, a estrutura dos dados foi construída a partir de um modelo relacional (Elmasri e Navathe, 2000) especialmente projetado para o armazenamento e gerenciamento das informações cadastrais das usinas hidrelétricas brasileiras.

O conjunto atual do banco de dados gerencia os dados cadastrais de 102 usinas hidrelétricas (Cicogna e Soares, 2002 e 2003), sendo que esse conjunto possui o total de usinas despachadas no Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A interface gráfica do programa HydroData comunica-se com um sistema gerenciador de banco de dados denominado *DBMS Interbase (Database Manager System)*, utilizando-se de recursos gráficos avançados na apresentação dos dados cadastrais de uma usina hidrelétrica. Este DBMS possui um alto grau de conformidade com o padrão ANSI SQL 92, assim como outros sistemas gerenciadores: *MS SQL Server, Oracle, Sybase, DB2 e Informix*.

O HydroData, em sua versão com 102 usinas pertencentes ao SIN, possui um total de 82.500 registros. Para esse volume de informações, o sistema Interbase fornece um bom desempenho computacional nas tarefas de gerenciamento dos dados. Dentre os sistemas anteriormente citados, uma base Oracle pode chegar a gerenciar um volume maior de informações, em torno de 128 milhões de registros. Logo, escolheu-se o sistema Interbase por ser adequado à dimensão do problema de gerenciamento de dados de usinas hidrelétricas.

Um esquema do funcionamento da interface do HydroData, da relação com o sistema Interbase e dos arquivos de banco de dados pode ser visto na Figura 3.1. A base de dados do

sistema tem como forma de armazenamento final os arquivos de dados de usinas e usuários, com extensão *gdb*. Estes arquivos têm formato proprietário do programa Interbase.

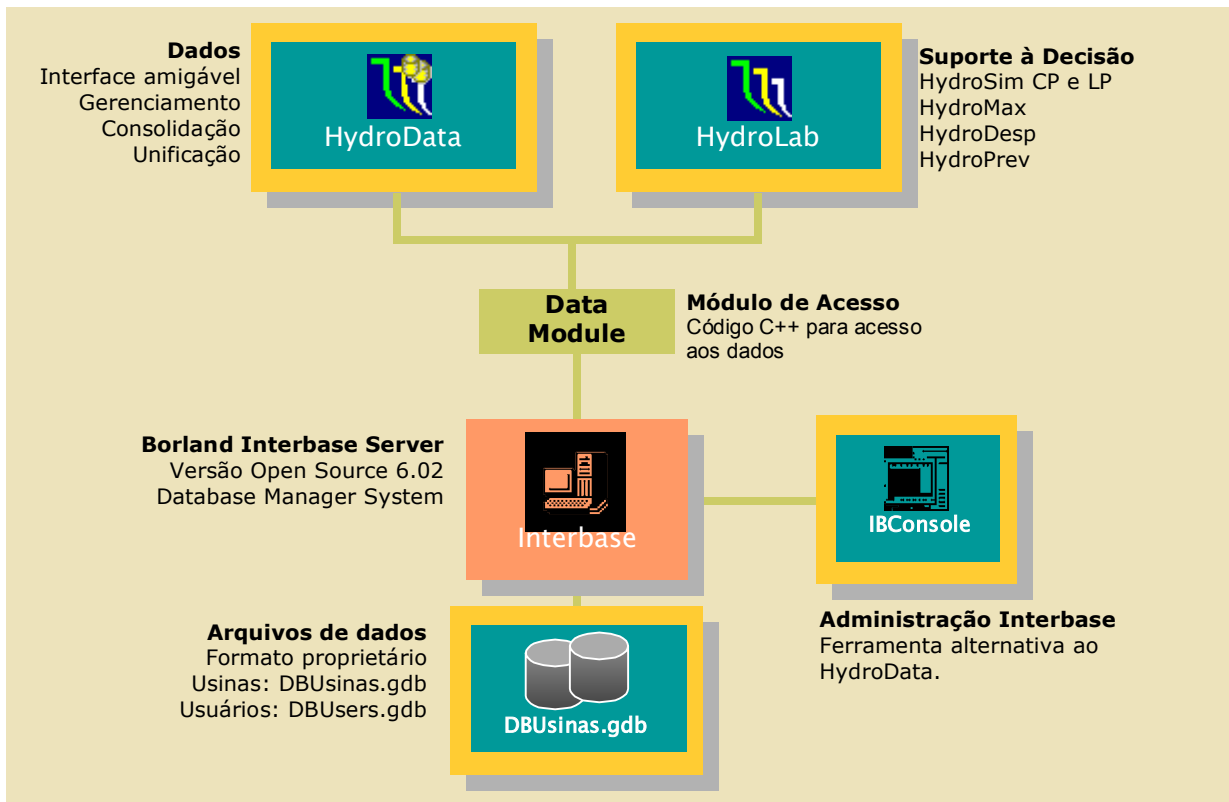


Figura 3.1. Representação esquemática da relação entre dados e aplicativos dos programas HydroData e HydroLab.

Como alternativa técnica ao programa HydroData, pode-se utilizar um aplicativo fornecido com o Interbase chamado *IBConsole*. Esse aplicativo permite acesso aos arquivos *.gdb* para atividades de visualização e gerenciamento dos dados. Cabe lembrar que as ferramentas de visualização dos dados contidas no programa *IBConsole* são limitadas. Em contrapartida, as ferramentas do HydroData foram especialmente desenvolvidas para a visualização e análise de dados de usinas hidrelétricas.

Segundo o trabalho de Olaru e Wehenkel (1999), o qual fornece uma introdução ao assunto *data mining*, pode-se classificar o sistema HydroData como programa de *data mining* com as seguintes características: *summarization*, *classification*, *regression* e *statistical techniques*. Esse tipo de classificação justifica a característica do HydroData em poder ser utilizado como um sistema de análise e consolidação dos dados de usinas hidrelétricas.

Os próximos itens trazem uma breve descrição dos recursos e ferramentas encontrados no programa HydroData, destacando os pontos principais da interface gráfica.

3.2 O Programa HydroData

A apresentação do programa HydroData inicia-se pela janela principal, na qual a interface encontra-se conectada ao banco de dados relacional utilizando o DBMS Interbase como gerenciador das transações entre o sistema HydroData e a base de dados de usinas hidrelétricas. No exemplo a seguir, a usina hidrelétrica (UHE) de Itaipu está selecionada e seus dados estão visíveis (Figura 3.2).

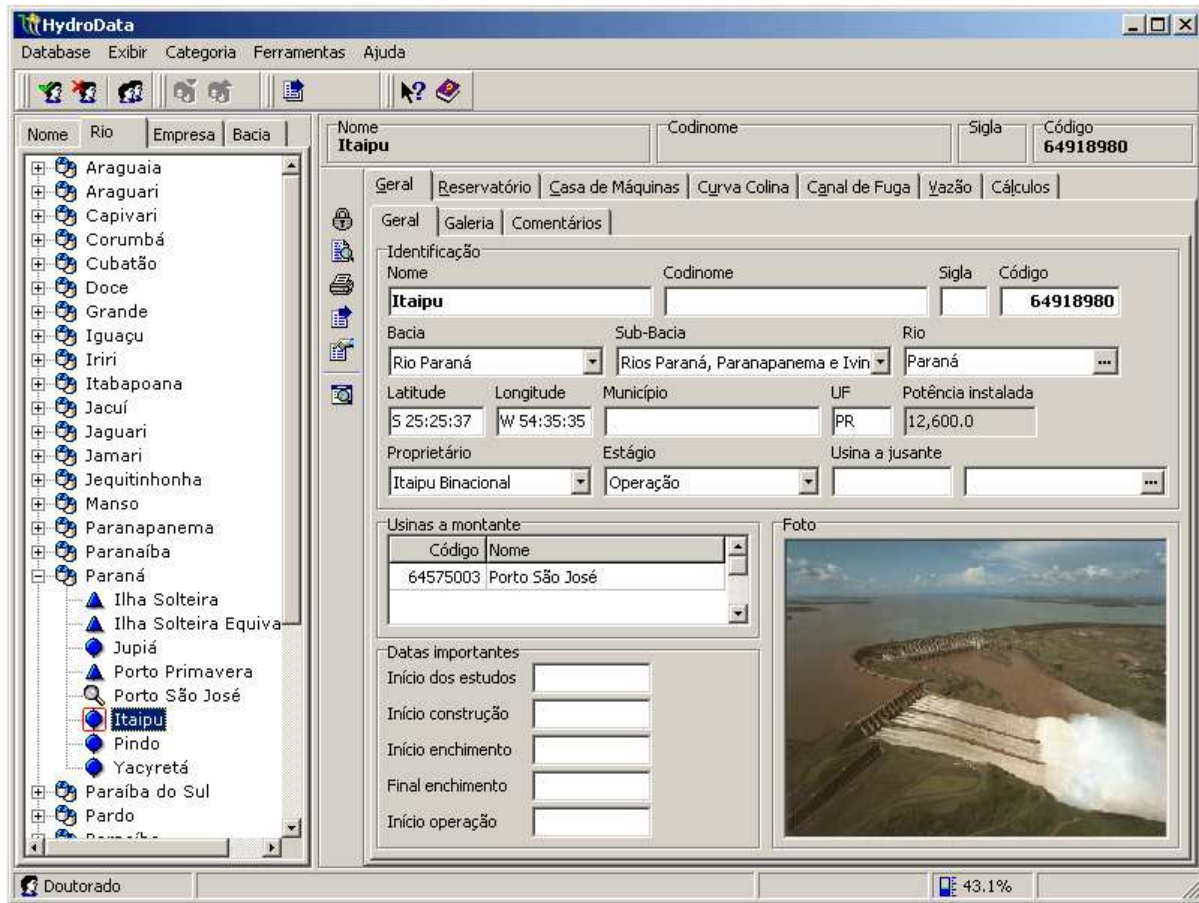


Figura 3.2. A janela principal do programa HydroData.

A janela principal do programa HydroData possui três quadros principais. O primeiro, localizado à esquerda, apresenta opções para a organização das usinas e é denominado *quadro de usinas*. O usuário pode escolher entre organizar as usinas por nome, rio, empresa ou bacia hidrográfica. Para cada uma dessas categorias, as usinas do banco de dados são apresentadas na forma de uma árvore. Esse recurso gráfico é um dos mais avançados do sistema operacional *Windows* e seu uso foi bastante explorado na tentativa de apresentar várias usinas em um pequeno espaço da interface com o usuário.

No exemplo da Figura 3.2, pode-se ver que os nós principais identificam os nomes dos rios encontrados no banco de dados. Para cada um desses nós, existe um conjunto de nós subordinados que indicam o nome das usinas que se localizam no rio em questão.

O segundo grande quadro, à direita, apresenta os dados da usina atualmente selecionada e é denominado *quadro de dados*. Os dados são organizados em categorias, utilizando um recurso visual que lembra um fichário. O usuário pode facilmente mudar de uma categoria para outra escolhendo uma das abas do fichário (Geral, Reservatório, Casa de Máquinas, Curva Colina, Canal de Fuga, Vazão e Cálculos).

O terceiro e último quadro traz o menu principal do programa; uma barra de ferramentas e um cabeçalho preenchido com o nome, codinome, sigla e código da usina atualmente selecionada. Este último é atualizado automaticamente ao se selecionar um elemento no quadro de usinas. Esse efeito automático ajuda a rápida identificação da usina.

O último elemento da interface gráfica é uma barra de ferramentas vertical localizada entre o *quadro de usinas* e o *quadro de dados*. Essa barra de ferramentas fornece ao usuário opções como, por exemplo, relatórios, impressão e exportação de dados. Em função da categoria de dados selecionada, a barra de ferramentas modifica-se para atender às necessidades de cada uma das categorias de dados. Esse comportamento dinâmico da barra de ferramentas é bastante útil para a organização das opções apresentadas ao usuário.

3.2.1 O Quadro de Usinas

Esse recurso gráfico, na forma de uma árvore de nós, permite visualizar um conjunto de usinas de forma espacial. A idéia principal é a utilização de conjuntos e subconjuntos. As usinas podem ser agrupadas conforme o seu nome, empresa, rio e bacia hidrográfica. Os grupos de usinas são formados segundo o critério de organização escolhido.

Para cada usina existe um ícone que rapidamente diferencia as usinas a fio d'água (🌊) das usinas com capacidade de armazenamento (🏔️). Estes ícones podem estar, circundados por um retângulo vermelho indicando a usina atualmente selecionada.

Na Figura 3.3, que segue, vê-se algumas das opções possíveis de escolha da organização das usinas, segundo as categorias nome, rio, empresa e bacia hidrográfica, respectivamente. É importante notar que esses recursos de organização das usinas em árvores de nós trazem para o usuário eficiência e conforto na realização das tarefas de localização e escolha de usinas.

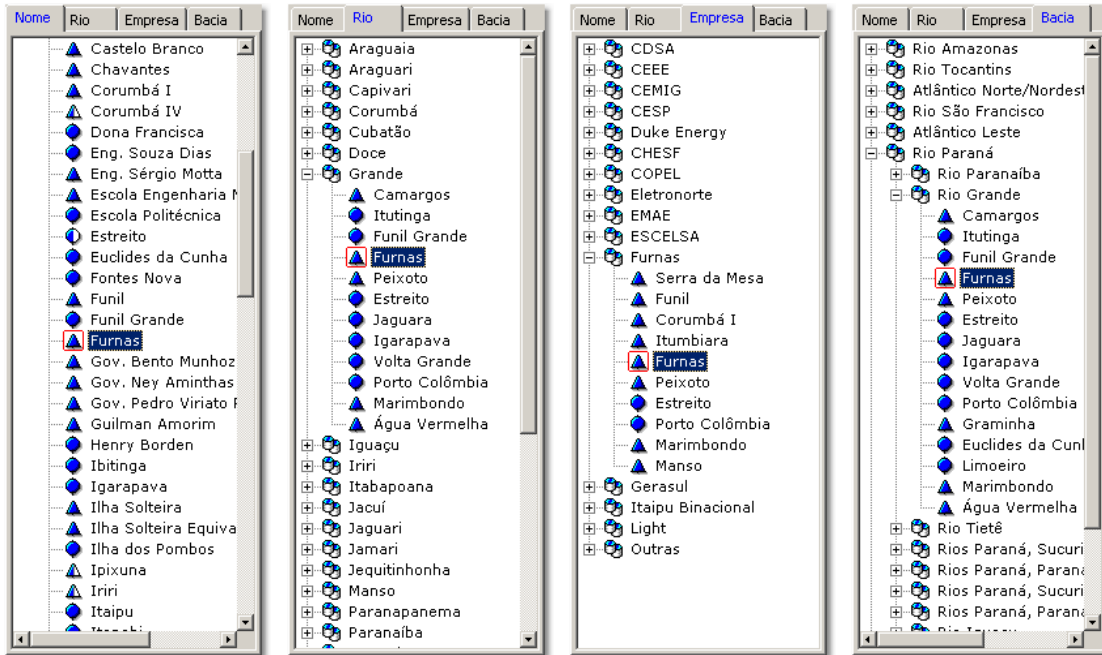


Figura 3.3. As opções de organização das usinas.

Como o banco de dados é capaz de armazenar as usinas que ainda não estão em operação (pertencentes ao conjunto de empreendimentos estudados no planejamento da expansão do setor elétrico), a legenda para os símbolos colocados no *quadro de usinas* possui a seguinte descrição:

Símbolo	Descrição
	Usina com reservatório de acumulação. Estágio classificado como em operação.
	Usina com reservatório a fio d'água. Estágio classificado como em operação.
	Usina com reservatório de acumulação. Estágio classificado como em construção ou em fase de projeto básico.
	Usina com reservatório a fio d'água. Estágio classificado como em construção ou em fase de projeto básico.

Tabela 3.1. Legenda para os tipos de usinas no quadro de usinas.

Cabe salientar que, para a organização do *quadro de usinas* segundo a opção de bacias hidrográficas, na construção dos conjuntos e subconjuntos de nós é considerada a divisão entre bacias e subbacias atualmente em vigor na Agência Nacional de Águas (ANA). Por exemplo, a usina de Furnas, selecionada na Figura 3.3d, encontra-se no subconjunto dos nós pertencentes à subbacia hidrográfica do Rio Grande, sendo esse grupo subordinado ao conjunto de nós pertencentes à bacia hidrográfica do Rio Paraná.

3.2.2 O Quadro de Dados

O recurso gráfico do programa HydroData responsável pela organização das usinas foi especialmente projetado para apresentar os dados de uma usina hidrelétrica. Esses dados estão divididos em sete categorias:

Aba	Descrição
Geral	nessa aba vê-se os dados sobre a identificação e localização da usina.
Reservatório	nessa aba vê-se a descrição física do reservatório da usina. Apresentam-se gráficos que facilitam a visualização das características numéricas do reservatório.
Casa de Máquinas	nessa aba vê-se a descrição física da casa de máquinas de uma usina. Apresentam-se os dados dos conjuntos Turbina/Gerador.
Curva Colina	nessa aba vê-se a descrição da função de rendimento das Turbinas. Apresentam-se avançados recursos gráficos para visualização da curva colina em três dimensões.
Canal de Fuga	nessa aba vê-se a descrição física do canal de fuga da usina. Apresentam-se gráficos que auxiliam a visualização das características numéricas do canal.
Vazão	nessa aba vê-se o histórico de vazões naturais. Apresentam-se diversos recursos para explorar o histórico de vazões, além de permitir o cálculo de estatísticas básicas.
Cálculos	nessa última aba apresenta inéditas ferramentas de cálculo utilizando os dados armazenados no banco.

Tabela 3.2. Descrição das categorias de dados encontradas no programa HydroData.

3.2.3 Aba Geral

Colocou-se na aba *Geral* os dados de identificação de uma usina. Essa categoria dos dados pode ser vista na figura que apresenta a janela principal do programa (Figura 3.2), e, em com um maior grau de detalhes, na figura a seguir.

Figura 3.4. Dados contidos na aba Geral – identificação da usina.

Na apresentação dos dados de localização da usina, destaca-se o uso de tabelas de detalhe (Hollingworth, 2001). O conteúdo dessas tabelas aparecem na interface gráfica como listas de valores predeterminados. Como exemplo, apresentam-se as opções disponíveis para os campos *Bacia* e *SubBacia* da tabela usina.

Outra informação retirada dos dados, e de grande importância para os modelos de otimização, é a lista de usinas que estão localizadas à montante de uma determinada usina. Essa lista de usinas é importante para ferramentas de otimização e simulação que necessitam calcular a descarga total de vazão defluente das usinas à montante de um reservatório.

Uma vez que o banco de dados armazena somente o código da usina à jusante, a busca pela lista de usinas a montante é um exemplo das ferramentas implementadas com o poder da linguagem SQL para fazer pesquisas sobre os dados (Bowman, 1996).

3.2.4 Aba Reservatório

Nessa categoria vê-se uma descrição física do reservatório da usina selecionada no *quadro de usinas*. Um exemplo do arranjo geral dos dados do reservatório pode ser visto na Figura 3.5.

The screenshot shows a software interface with several tabs: 'Geral', 'Reservatório', 'Casa de Máquinas', 'Curva Colina', 'Canal de Fuga', 'Vazão', and 'Cálculos'. The 'Reservatório' tab is active, showing sub-tabs for 'Geral', 'Polinômios', 'Evaporação', and 'Espera'. The main content is organized into three sections:

- Características físicas:** A table with columns for 'Cota [m]', 'Área [km²]', and 'Volume [hm³]'.

	Cota [m]	Área [km²]	Volume [hm³]
NA máximo maximum	475.50	418.90	9,409.00
NA máximo	474.00	400.00	8,795.00
NA mínimo faixa operativa	465.23	295.00	5,754.00
NA mínimo	465.23	295.00	5,754.00
Faixa operação útil	8.77		3,041.00
Faixa de segurança	1.50		614.00
- Barragem:** A section with input fields for dam type (set to 'Terra'), height above foundations (89.00), crest elevation (479.00), and crest length (500.00).
- Área de drenagem:** A section with input fields for drainage area up to the dam (27,500) and incremental area (9,700).
- Aproveitamento de jusante:** A section with input fields for distance to the downstream (53.00) and travel time (4).

Figura 3.5. Categoria Reservatório – limites físicos, barragem e área de drenagem.

Os dados de reservatório podem ser organizados em categorias. Utilizando-se do recurso visual que lembra um fichário, os dados de um reservatório foram agrupados em quatro abas de um fichário:

Aba	Descrição
Geral	nessa aba pode-se visualizar: os dados sobre os limites máximo e mínimo do reservatório, uma descrição da barragem, e, os dados sobre a área de drenagem onde está situado o reservatório (Figura 3.5).
Polinômios	nessa aba pode-se visualizar gráficos dos polinômios que correlacionam o nível d'água com o volume armazenado e a área alagada (Figura 3.6).
Evaporação	nessa aba pode-se visualizar os dados sobre o fenômeno de evaporação do reservatório (Figura 3.7a).
Espera	nessa aba vê-se a descrição dos volumes de espera mensais do reservatório relacionados ao controle de cheia da operação da usina (Figura 3.7b).

Tabela 3.3. Descrição do conteúdo da aba Reservatório.

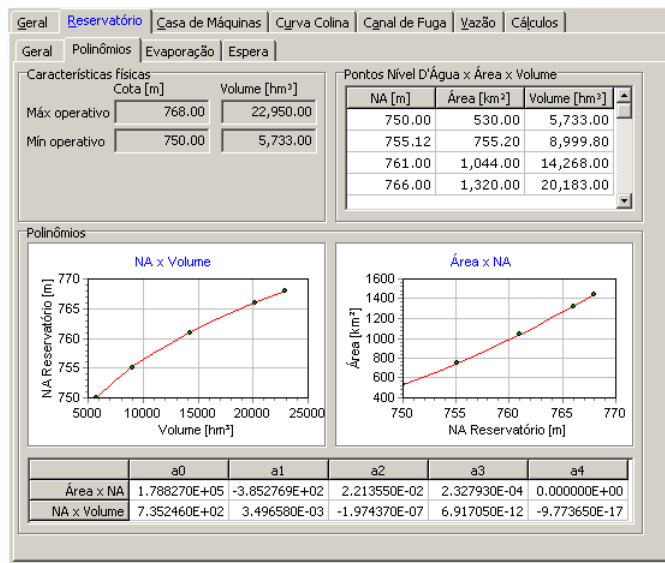


Figura 3.6. Visualização dos polinômios do reservatório.

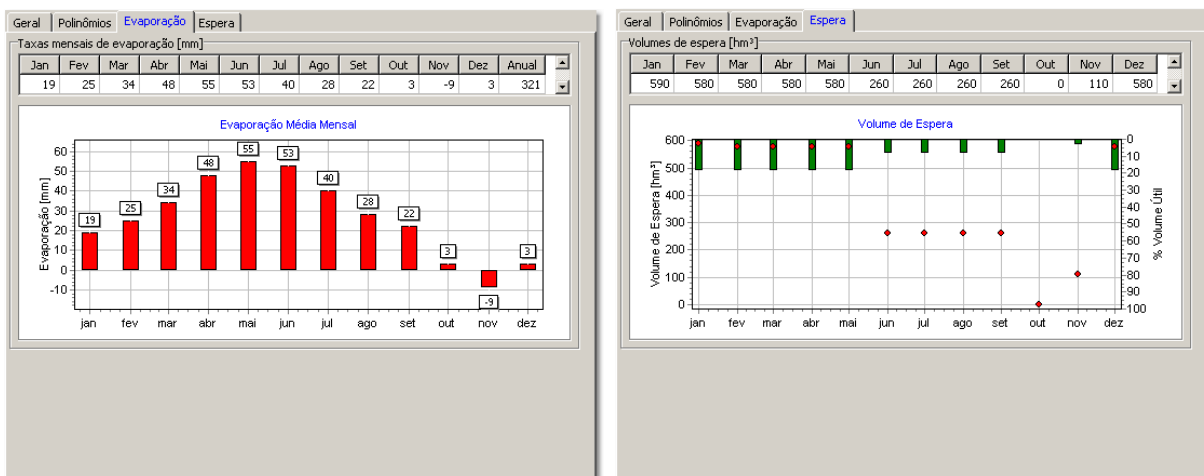


Figura 3.7. Visualização dos dados sobre a evaporação e volumes de espera do reservatório.

3.2.5 Aba Casa de Máquinas

Essa opção do programa HydroData permite visualizar os dados sobre a produtividade da usina e os valores numéricos que caracterizam os conjuntos Turbina/Gerador. Pode-se, também, visualizar os limites de potência e vazão turbinada como funções da altura de queda (bruta ou líquida). Um detalhamento dos métodos utilizados para calcular esses limites operativos das máquinas pode ser encontrado em Cicogna (1999).

Utilizando-se do recurso visual que lembra um fichário, essa categoria divide-se em duas subcategorias:

Aba	Descrição
Geral	nessa aba pode-se visualizar os dados das características físicas dos conjuntos Turbina/Gerador instalados na casa de máquinas (Figura 3.8).
Limites	nessa aba vê-se a descrição dos limites operativos das máquinas, descritos pelos gráficos de potência e engolimento máximos, em função da altura de queda.

Tabela 3.4. Descrição do conteúdo da aba Casa de Máquinas.

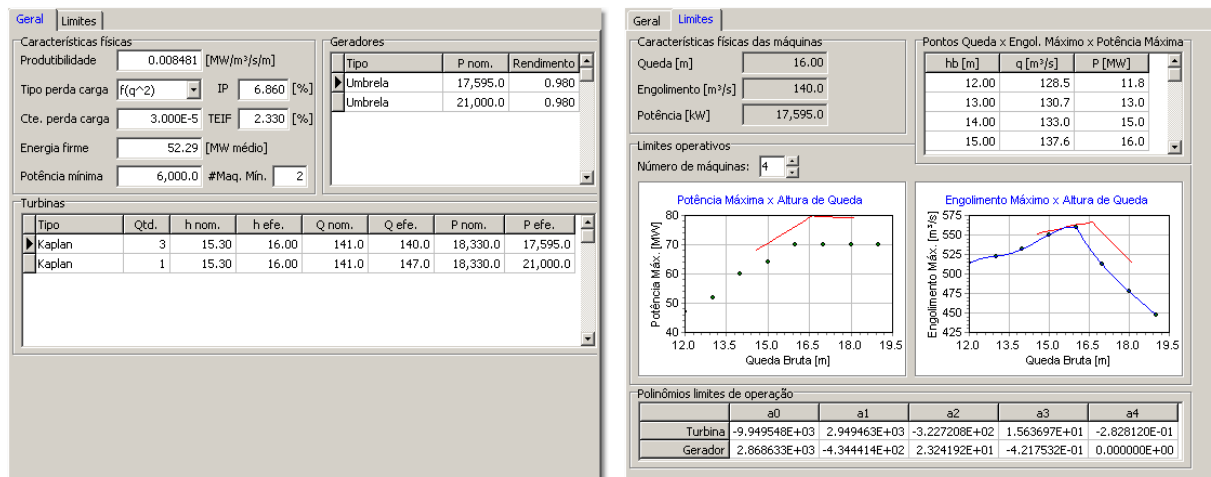


Figura 3.8. Categoria Casa de Máquinas – descrição numérica dos conjuntos turbina/gerador.

Na Figura 3.8, nota-se a capacidade do programa HydroData em separar a apresentação dos dados dos conjuntos Turbina/Gerador. A usina de Salto Grande possui dois conjuntos de turbinas e geradores, dentre os quais a diferença principal está na potência efetiva das máquinas. Isso se deve ao fato da máquina 4 de Salto Grande ter sido submetida a um projeto de repotenciação.

3.2.6 Aba Curva Colina

Essa aba permite a visualização da curva colina das turbinas (uma extensão dos dados encontrados na casa de máquinas). O programa HydroData faz uso de um pacote gráfico avançado que desenha a curva de rendimento de uma turbina em três dimensões (Figura 3.9). Isso permite visualizar as não diferenciabilidades na forma da curva de rendimento (normalmente, espera-se que os rendimentos da turbina variem de forma suave em função da altura de queda e vazão turbinada). Esse recurso elimina a tarefa de análise das tabelas de dados, a qual dificulta a identificação de problemas com a forma da curva colina.

A curva de rendimento das turbinas pode ser visualizada de quatro formas diferentes:

Aba	Descrição
Curva 3D	nessa aba visualiza-se um gráfico em três dimensões dos valores de rendimento em função da altura de queda e da potência (Figura 3.9a).
Nível	nessa aba visualiza-se as curvas de rendimento em um gráfico na forma de curvas de rendimento constante (Figura 3.9b).
Cortes	nessa aba pode-se visualizar cortes da curva de rendimento. Esses cortes são feitos nas linhas e colunas da matriz que representa a função de rendimento das turbinas (Figura 3.11a).
Matriz	visualiza-se os dados na forma de uma tabela (Figura 3.11b).

Tabela 3.5. Descrição do conteúdo da aba Curva Colina.

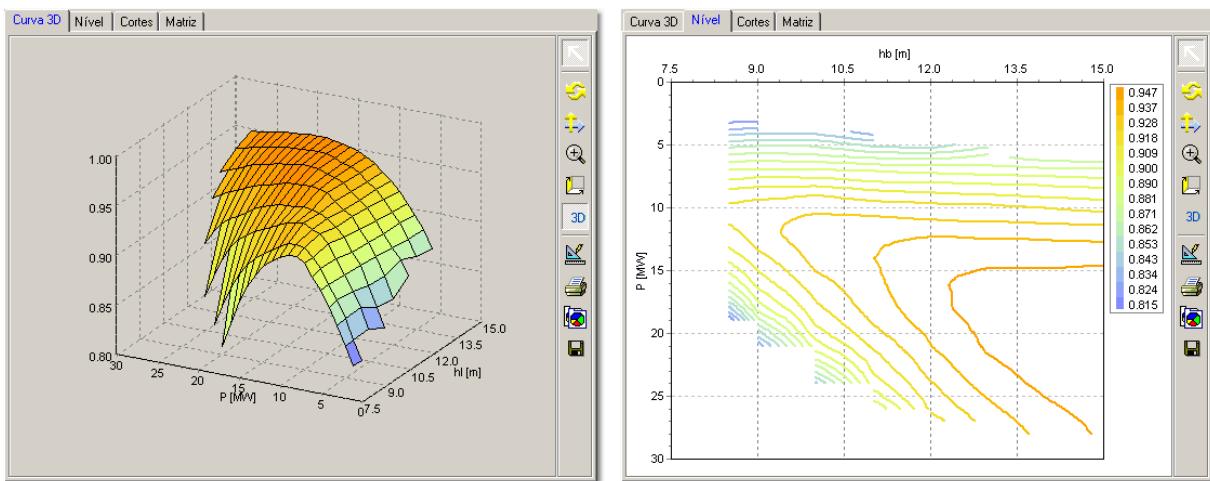


Figura 3.9. Categoria Curva Colina – formas de visualização da curva de rendimento.

As figuras em três dimensões do sistema HydroData possuem a capacidade de rotação através da ação de arrastar e soltar do *mouse*. Um exemplo desse recurso está demonstrado nas várias posições da curva colina das turbinas de Itaipu, conforme ilustração da Figura 3.10.

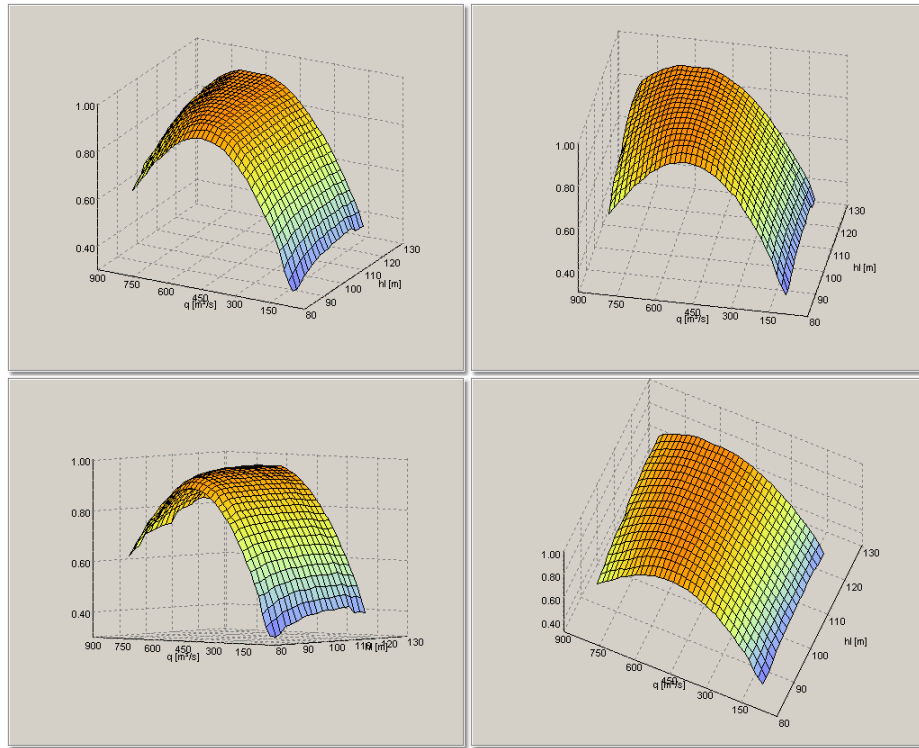


Figura 3.10. Exemplos de visualização em 3D da curva colina de uma turbina de Itaipu.

Conforme mencionado na Tabela 3.5, outra forma de visualizar a função de rendimento é através de um gráfico que apresenta cortes da curva de rendimento. A curva colina, apresentada no exemplo anterior, foi utilizada para a demonstração de um corte horizontal no valor de potência igual a 41 MW e de um corte vertical na altura de queda bruta igual a 66,00m, respectivamente. Um gráfico desses dois cortes e a tabela que representa a função de rendimento podem ser vistos na Figura 3.11a.

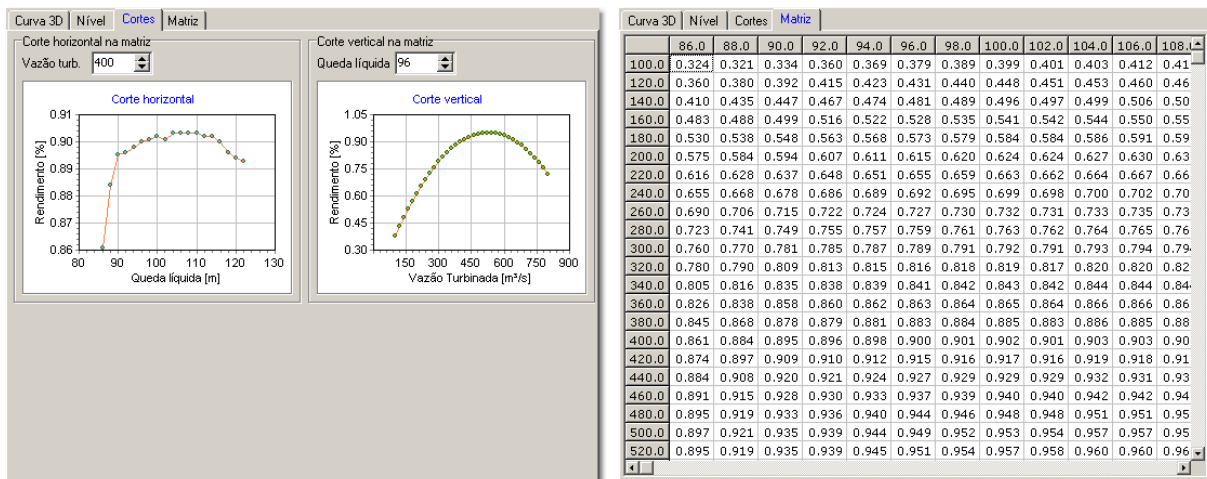


Figura 3.11. Categoria Curva Colina – formas de visualização da curva de rendimento.

3.2.7 Aba Canal de Fuga

Nessa categoria, apresentam-se recursos gráficos para visualizar a variação do nível d'água no canal de fuga, como uma função da vazão defluente. Pode-se observar o nível máximo, médio e mínimo. O gráfico apresenta os polinômios que descrevem o nível d'água como uma função da vazão defluente.

No exemplo da Figura 3.12, vê-se os quatro polinômios do canal de fuga da usina de São Simão. Esse gráfico ilustra o caso de usinas que possuem seu canal de fuga afogado pelo reservatório da usina localizada à jusante. No exemplo, o canal de fuga de São Simão é afogado pelo reservatório de Ilha Solteira. Os polinômios de São Simão têm referências nas cotas 317, 322, 325 e 328 metros do nível d'água do reservatório de Ilha Solteira. Para uma descrição completa do efeito de afogamento do canal de fuga de usinas hidrelétricas e a utilização de famílias de polinômios para a representação da função Nível D'água x Vazão Defluente, veja Cicogna (1999).

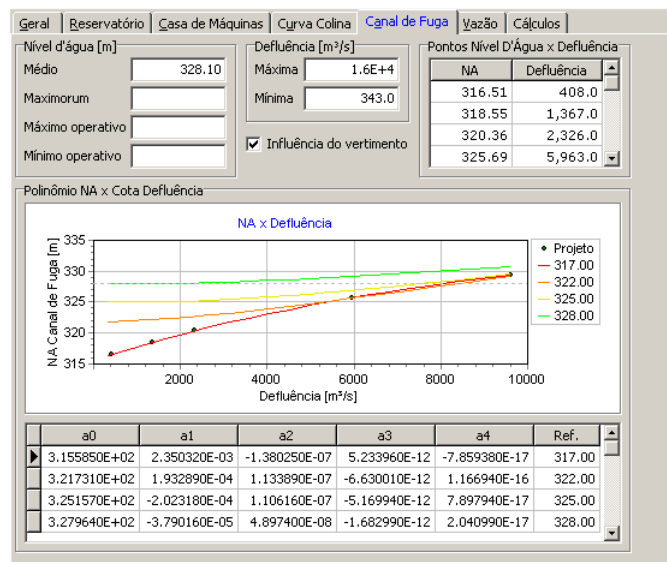


Figura 3.12. Categoria Canal de Fuga – nível d'água como função da vazão defluente (São Simão).

3.2.8 Aba Vazão

Nessa categoria, apresenta-se recursos gráficos e numéricos para o estudo do histórico de vazões naturais e de vazões incrementais de uma usina hidrelétrica. As informações foram divididas nas seguintes subcategorias:

Aba	Descrição
Histórico	nessa aba pode-se visualizar o histórico de vazões naturais. Existem duas opções para visualizar-se períodos menores do que todo o horizonte. Pode-se definir uma janela com horizonte múltiplo de um ano. No exemplo da Figura 3.13 pode-se ver a configuração de uma janela de cinco anos apresentando as vazões compreendidas entre os anos de 1980 a 1985. O gráfico inferior destaca a posição da janela no horizonte.
Médias	nessa aba pode-se visualizar o histórico de vazões médias mensais e de vazões médias anuais. Os valores são apresentados na forma de gráficos e em forma de tabelas (Figura 3.14a).
Estatísticas	nessa aba pode-se visualizar o resultado do cálculo de valores máximos, mínimos, médios, medianas e desvio padrão das vazões do histórico. O programa apresenta gráficos de frequência e permanência das vazões. Pode-se optar por calcular tais estatísticas para todo o histórico ou para um mês em especial (Figura 3.14b).
Postos	nessa aba pode-se visualizar os dados dos postos de vazões que contribuem na determinação do histórico de vazões naturais da usina (Figura 3.16a).
Incremental	nessa aba pode-se visualizar o histórico de vazões incrementais da usina. Esse conjunto de dados é calculado a partir do histórico de vazões naturais das usinas à montante e do histórico da usina selecionada (Figura 3.15).
Tabela	nessa aba pode-se visualizar o histórico de vazões na forma de uma tabela. Nas colunas têm-se os meses, e, em cada linha da tabela, o registro de vazões para cada ano do histórico (Figura 3.16b).

Tabela 3.6. Descrição do conteúdo da aba Vazão.

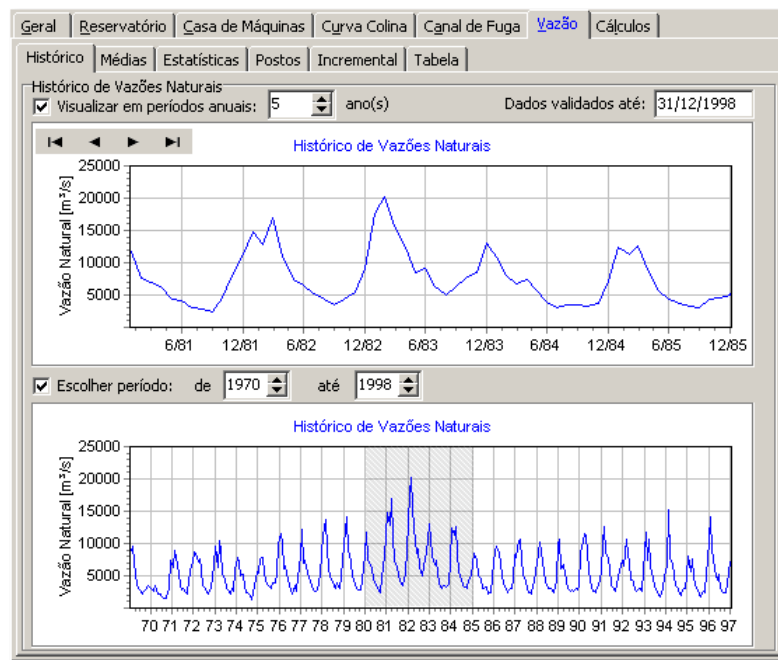


Figura 3.13. Categoria Vazão – visualização do histórico de vazões naturais.

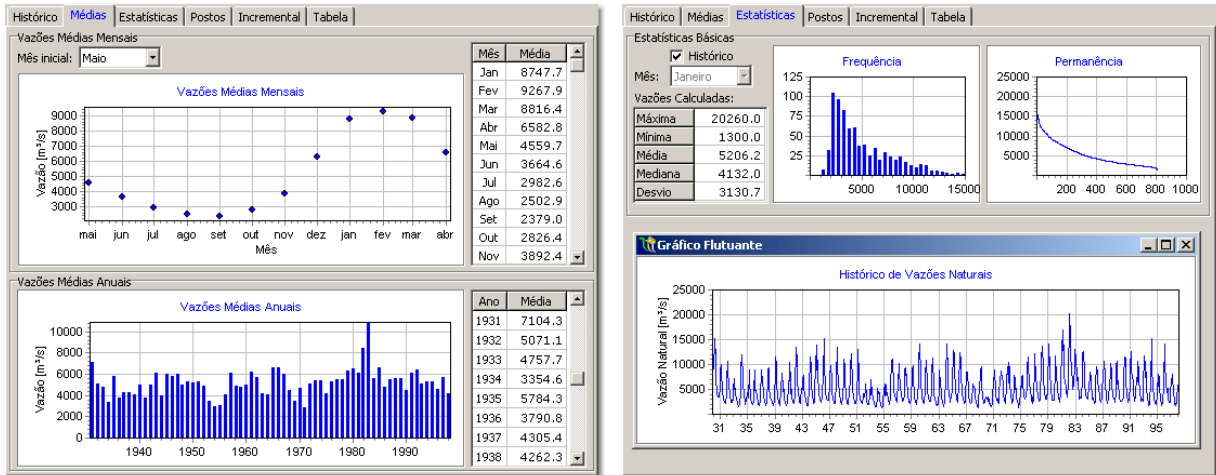


Figura 3.14. Médias mensais e anuais do histórico e estatísticas em base mensal.

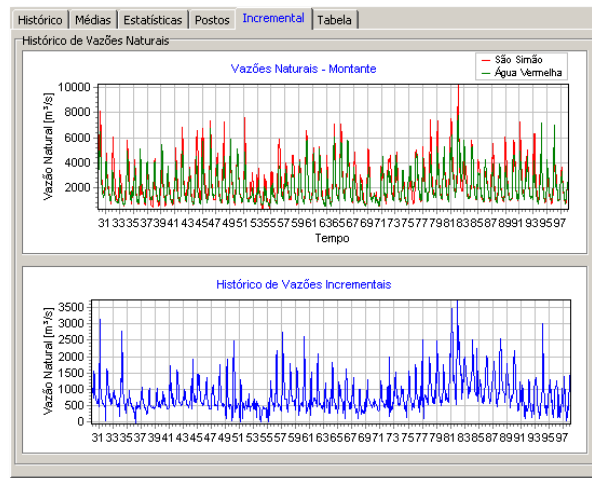


Figura 3.15. Histórico de vazão incremental de Ilha Solteira (montante: São Simão e Água Vermelha).

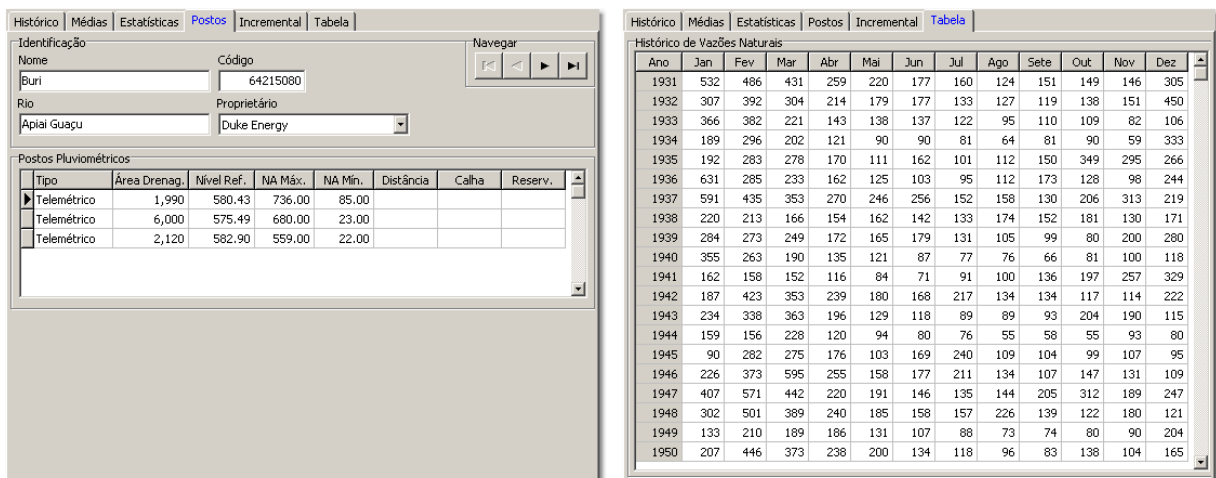


Figura 3.16. Dados dos postos pluviométricos e histórico de vazões naturais em base mensal.

3.2.9 Aba Cálculos

Essa categoria permite uma maior interação com os dados armazenados no banco. Foi desenvolvida uma coleção de procedimentos para a realização de cálculos e a visualização dos resultados.

Os dados de entrada para os cálculos são o volume armazenado no reservatório e a vazão defluente. Esses dados podem ser facilmente alterados através das escalas verticais vistas na Figura 3.17.

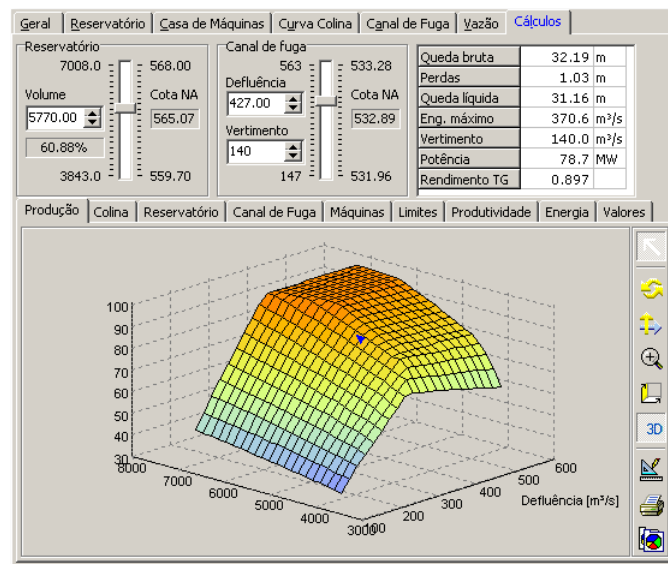


Figura 3.17. Categoria Cálculos – função de produção em três dimensões.

Uma vez escolhido o valor do volume armazenado e da vazão defluente, o programa processa os cálculos necessários à determinação dos seguintes valores: cota do nível d'água do reservatório e do canal de fuga, altura de queda bruta, altura de perdas hidráulicas, altura de queda líquida, máxima vazão turbinável, vazão vertida, rendimento das turbinas e a potência gerada.

Alguns dos dados calculados podem ser visualizados na forma de gráficos. Esses gráficos são sensíveis às modificações de volume e vazão defluente. As alterações nos gráficos acontecem de forma automática e instantaneamente. Essa característica torna o processo de cálculo fácil e bastante amigável para o usuário.

Os gráficos estão organizados segundo as categorias descritas na Tabela 3.7:

Aba	Descrição
Produção	a escolha dessa aba permite visualizar a função de produção da usina em função do volume e da vazão defluente. O ponto de operação definido pelos valores de volume e vazão determinados nas escalas verticais são apresentados na forma de um triângulo azul sobre a curva de produção. Ao se alterar os valores nas escalas, o triângulo muda automaticamente de posição indicando o novo valor de geração.
Colina	a escolha dessa aba permite visualizar o rendimento das turbinas em função do ponto de operação definido nas escalas (volume e defluência). A apresentação em três dimensões é semelhante aquela apresentada na aba Curva Colina.
Reservatório	essa aba apresenta a relação entre o volume armazenado e o nível d'água; a cota do nível d'água e a área alagada, utilizando os polinômios do reservatório.
Canal de Fuga	essa aba indica os valores de vazão defluente e nível d'água utilizando o polinômio do canal de fuga. A partir desses gráficos, é possível considerar o efeito de afogamento devido a algum reservatório ou manancial localizados à jusante (Figura 3.18).
Máquinas	essa aba esta aba apresenta informações sobre o ponto de operação de cada conjunto Turbina/Gerador.
Limites	essa aba apresenta o ponto de operação com relação aos limites de potência e engolimento máximo das máquinas. Vale ressaltar que, nos gráficos dessa aba os pontos de operação aparecem destacados e têm sua posição atualizada instantaneamente após alterações nas escalas de volume e defluência.
Produtividade	essa aba apresenta um gráfico com a função de produtividade [MW/m ³ /s] em função do volume armazenado no reservatório. Nesse gráfico, são determinadas duas curvas para os limites de vazão defluente mínima e máxima, respectivamente.
Energia	essa aba apresenta um gráfico e informações numéricas sobre o cálculo da energia armazenada no reservatório em função do volume armazenado.
Valores	essa aba apresenta um resumo numérico de todos os cálculos realizados na determinação das informações das demais abas.

Tabela 3.7. Descrição do conteúdo da aba Cálculos.

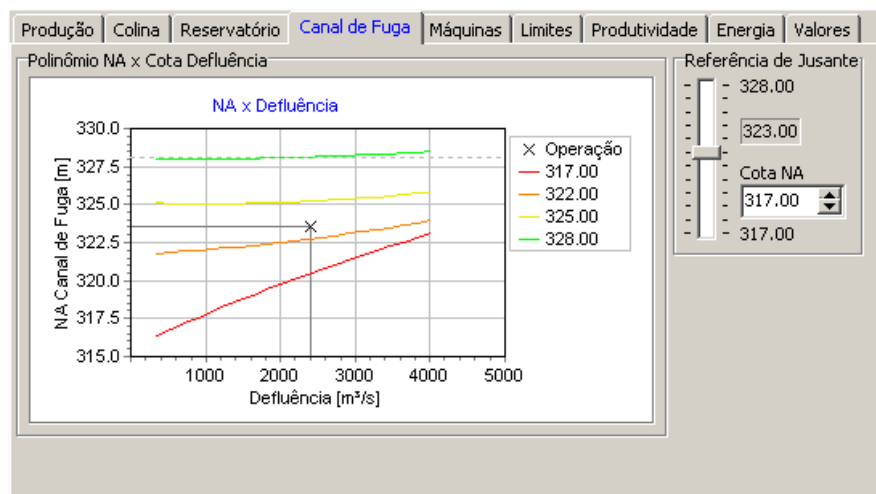


Figura 3.18. Categoria Cálculos – ponto de operação e os polinômios do canal de fuga (São Simão).

3.3 Recursos Avançados

Como pode-se verificar nos itens anteriores, o programa HydroData possui uma coleção de ferramentas gráficas para a visualização e análise dos dados de uma usina hidrelétrica. Muitos dos recursos contidos nessas ferramentas são inéditos, quando comparado a outras ferramentas existentes nas empresas do setor elétrico brasileiro. A organização e facilidade de uso da interface gráfica promovem uma característica profissional e, ao mesmo tempo, didática ao HydroData, permitindo que esse seja utilizado como material de ensino na formação de profissionais.

Uma exigência que se faz aos programas profissionais é a existência de compatibilidade com outros aplicativos. Pode-se citar o exemplo no qual o acesso aos dados do programa HydroData é feito visando transportar gráficos e tabelas para um documento de um editor de texto, ou uma planilha eletrônica.

Neste sentido, esse item traz uma breve descrição de alguns recursos avançados do programa HydroData, recursos esses que foram desenvolvidos para torná-lo uma ferramenta útil para estudantes, engenheiros e pesquisadores do setor elétrico.

3.3.1 Compatibilidade com o Programa SIPOT

O programa SIPOT é uma das únicas fontes de dados das usinas brasileiras capaz de reunir as informações em uma base de dados organizada e estruturada (detalhes em Elmasri e Navathe, 2000). Isso permite que essa base seja acessada por outros programas. A base de dados do programa SIPOT está armazenada em um arquivo compatível com o *Microsoft Access*.

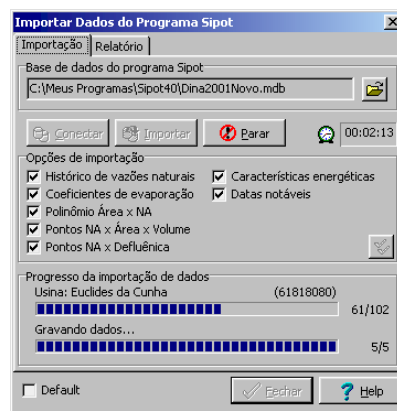


Figura 3.19. Recurso de importação de dados do programa SIPOT.

Decidiu-se desenvolver uma ferramenta que possibilitasse a importação de dados da base *Access* para arquivos compatíveis com o sistema *Interbase*. Essa tarefa exigiu estudos

avançados do sistema da *Borland*, especialmente no que diz respeito ao tratamento de dados formatados em sistemas gerenciadores de dados com origens diferentes. No caso, estudou-se como transportar dados do *Access* para o *Interbase*.

Na presente versão do sistema HydroData, é possível importar os dados listados nas caixas de opção da Figura 3.19. Por tratar-se de dados cujo formato dificulta a inclusão no banco de dados via comandos SQL, dá-se destaque à importação automática dos históricos de vazões naturais das usinas.

3.3.2 Capacidades de Impressão

A interface gráfica do programa HydroData permite a rápida visualização de informações das usinas hidrelétricas. A interface permite, também, a comparação de dados e características de usinas diferentes. A quantidade de informações, a qualidade da apresentação dos dados e o desempenho computacional da interface, fazem do programa HydroData uma ferramenta completa para a realização das tarefas de armazenamento, gerenciamento e validação dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas.

Todos os gráficos apresentados pela interface do programa podem ser impressos. Além disso, o programa permite visualizar como será o resultado da impressão, deixando que o usuário configure a impressora de destino, o tamanho e a margens do papel. Na Figura 3.20, vê-se um exemplo da visualização da impressão de uma função de produção grafada em três dimensões.

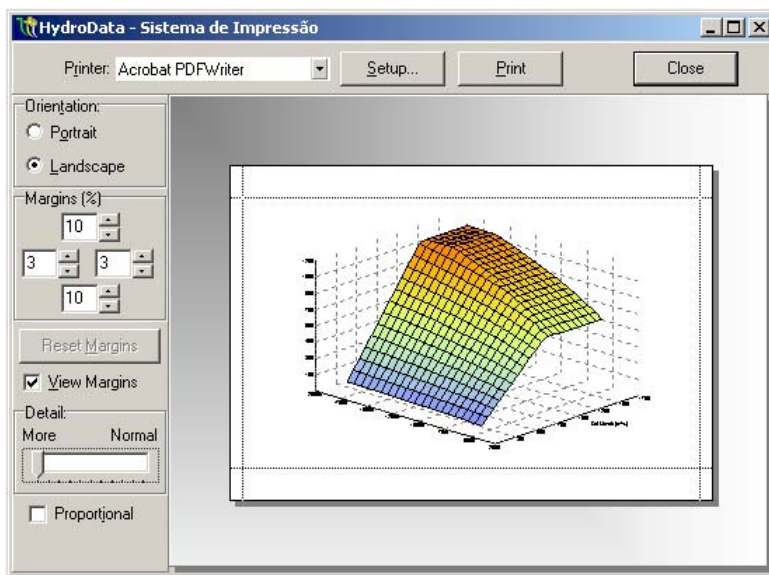


Figura 3.20. Recurso de impressão dos gráficos do programa HydroData.

Avançando um pouco mais a capacidade de impressão dos gráficos, explorou-se os recursos do ambiente *Borland* que permitem a criação de relatórios. Projetou-se um sistema de relatórios para cada uma das categorias de dados. Na Figura 3.21, vê-se um exemplo de um relatório criado a partir dos dados do reservatório da usina de Jurumirim.

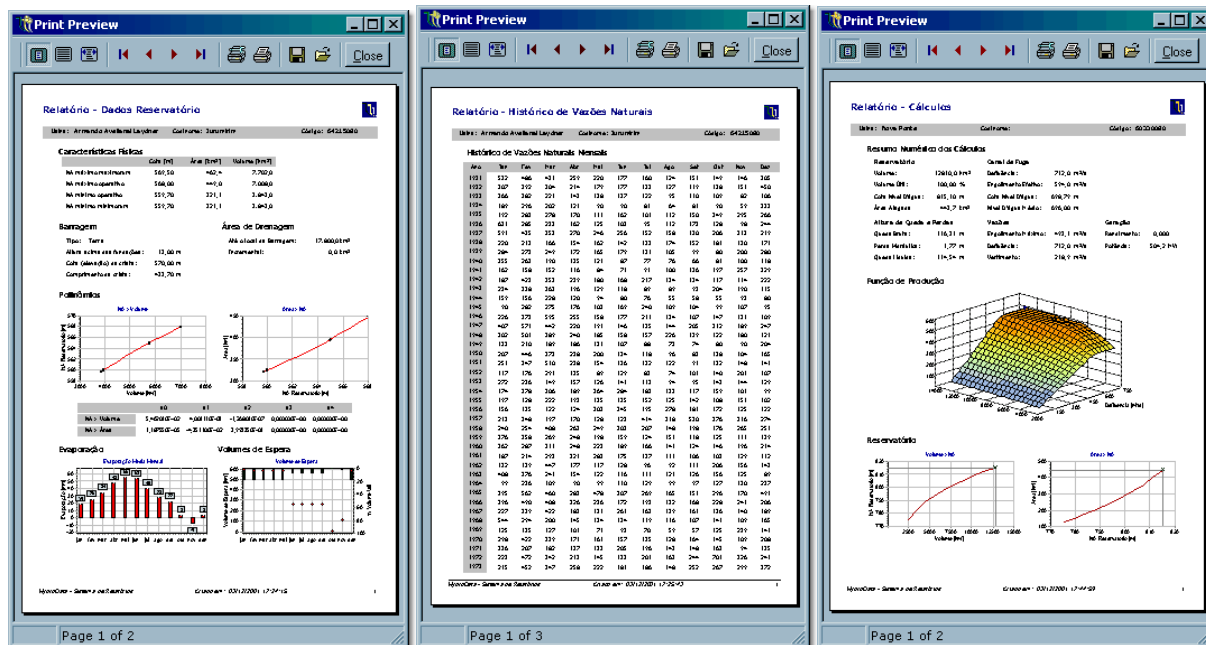


Figura 3.21. Recurso de criação de relatórios do programa HydroData.

3.3.3 Capacidades de Exportação

Muitas vezes, ter acesso à documentação impressa de um programa pode não atender às necessidades do usuário. Com o avanço da informática, cada vez mais vê-se usuários iniciantes envolvidos com as tarefas de elaboração de relatórios em editores de texto, e da construção de planilhas de cálculo.

Pensando nisso, explorou-se a capacidade dos gráficos do programa HydroData serem exportáveis para outros aplicativos. A principal intenção ao fazer-se isso é criar uma compatibilidade da interface desenvolvida com outros aplicativos.

No momento em que se escreve este documento, os gráficos podem ser exportados como imagens para aplicativos que manipulam imagens. Além disso, o conteúdo numérico dos gráficos podem ser exportados para planilhas eletrônicas ou outros formatos, conforme visto na Figura 3.22a. Pode-se exportar dados para arquivos do tipo *somente texto*, favorecendo a utilização de uma grande coleção de aplicativos para a edição desses dados.

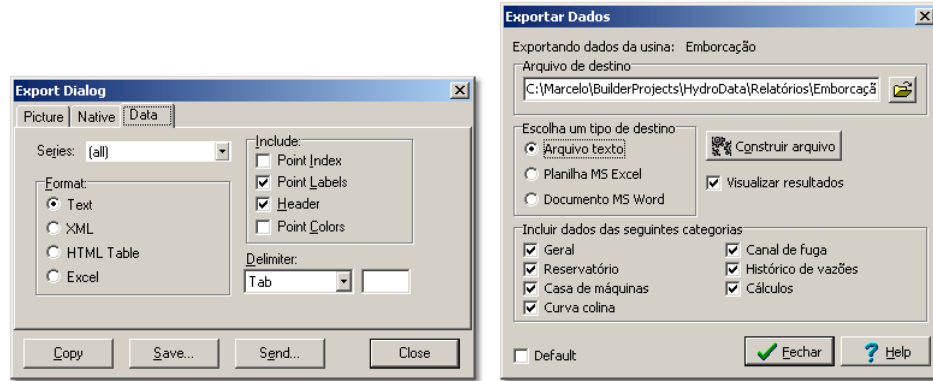


Figura 3.22. Recurso de exportação de gráficos e dados do programa HydroData.

Como exemplo da exportação de gráficos como imagens, os gráficos abaixo foram inseridos no documento desta tese como imagens no formato *MS Metafile*. Para usuários do programa *Word*, essa tarefa resume-se ao simples conjunto de comandos Copiar e Colar.

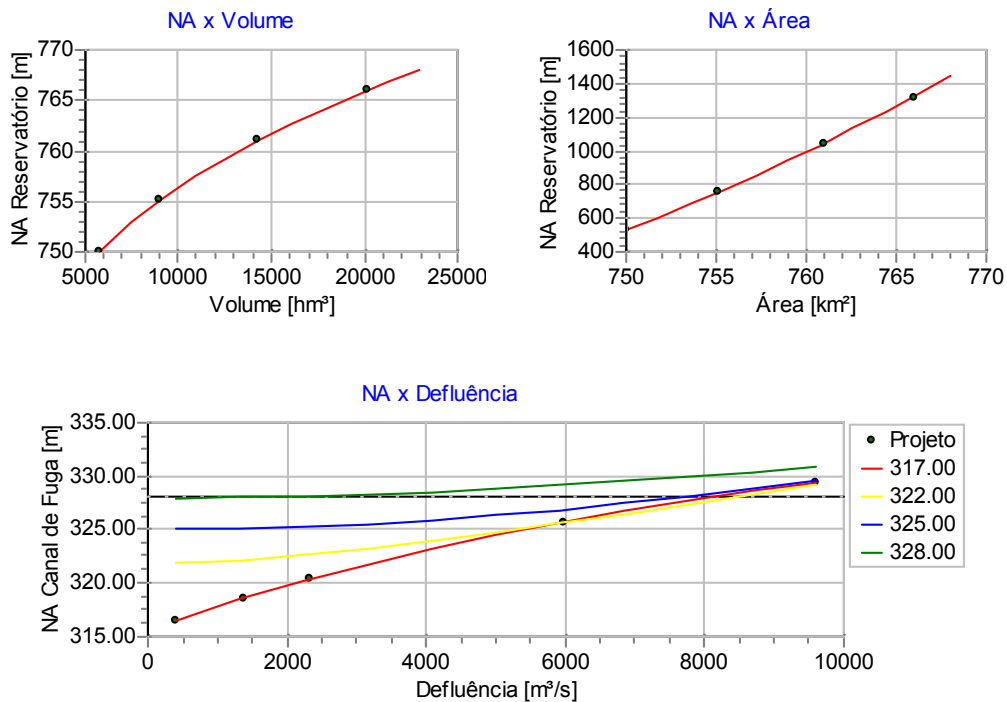


Figura 3.23. Exemplo de exportação dos gráficos para o MS Word.

O segundo exemplo desses recursos avançados apresenta as opções de exportação dos dados de Furnas, exemplo no qual todas as categorias serão colocadas no arquivo de destino. Na Figura 3.24, vê-se o resultado da exportação dos dados de Furnas visualizados através do programa *Microsoft Word*.

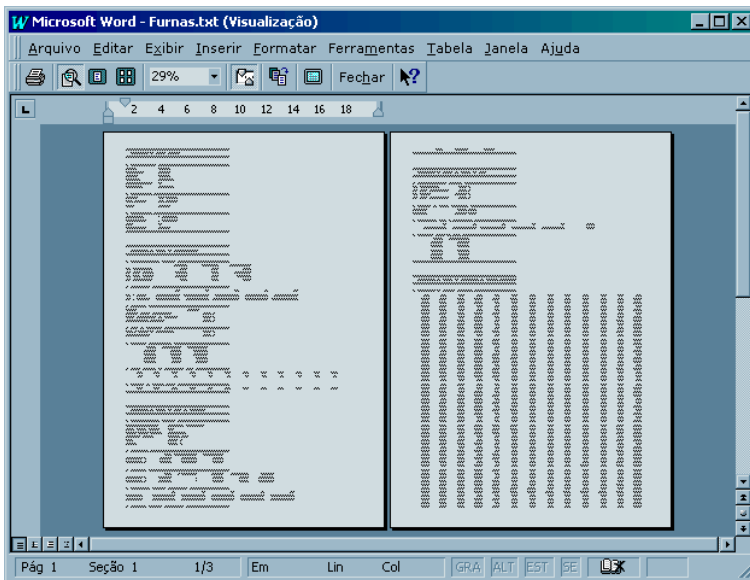


Figura 3.24. Resultado de exportação de dados do programa HydroData visualizado no MS Word.

3.3.4 Histórico das Alterações

A criação de um gerenciador de acesso, em função do usuário e de seus privilégios, permitiu construir uma ferramenta para registro das alterações feitas nos dados armazenados nos arquivos de banco de dados. A esse conjunto de informações, deu-se o nome de *Histórico das Alterações* feitas no banco de dados, conforme apresentado na Figura 3.25.

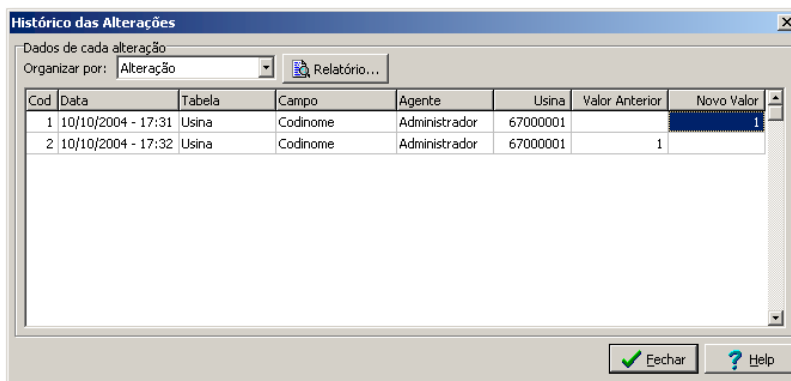


Figura 3.25. Histórico de alterações do banco de dados das usinas hidrelétricas.

O histórico de alterações é armazenado no mesmo banco de dados das usinas hidrelétricas. Dessa forma, qualquer usuário pode ter acesso à lista de modificações. O principal objetivo desse histórico é auxiliar o controle de modificações feitas nos dados, armazenando um registro permanente dos agentes (usuários que promovem as alterações) e dos dados que são

alvos de mudanças (note-se que o sistema armazena o estado anterior e posterior à alteração de alguma informação contida no banco de dados).

3.3.5 Dados das Empresas

Como o conteúdo completo do banco de dados engloba todas as usinas despachadas pelo ONS, decidiu-se acrescentar informações sobre as dezenove empresas de geração que fazem parte do SIN (Figura 3.26).

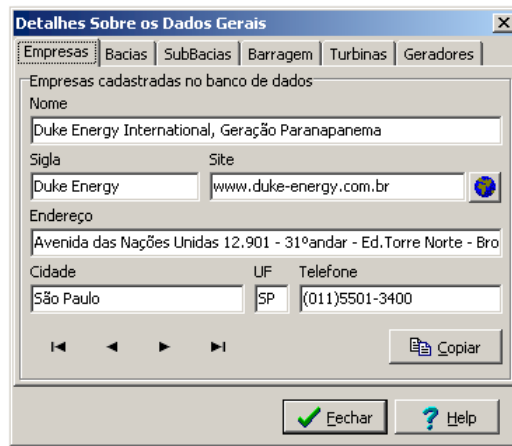


Figura 3.26. Detalhes sobre as empresas geradoras do SIN.

3.3.6 Sistema de Ajuda Online

Para finalizar os recursos avançados do programa HydroData, apresenta-se o sistema de ajuda *online* desenvolvido para o complemento da interface gráfica. O termo *online* refere-se a um sistema de documentação do programa que pode ser acessado através de sua interface gráfica, não exigindo a leitura de um manual impresso.

A bibliografia estudada para o assunto aponta a criação de um sistema de ajuda como uma decisão muito importante no desenvolvimento de boas interfaces. O principal motivo concentra-se no fato desse sistema de ajuda ser a única fonte de informações entre o usuário do programa e o desenvolvedor dos sistemas (McKay, 1999 e Microsoft Corporation, 1999).

Destaca-se a estrutura de tópicos desenvolvidos a partir do padrão *Windows*, como por exemplo as pastas de tópicos “Tarefas mais Comuns” e “Solucionando Problemas” (Figura 3.27).

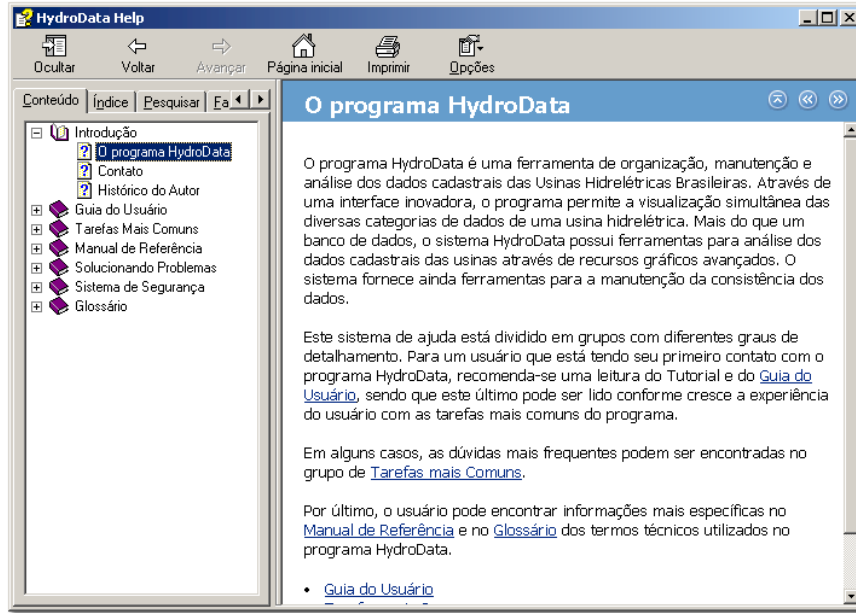


Figura 3.27. Sistema de ajuda online do programa HydroData.

Destaca-se, também, o glossário de termos técnicos apresentado na Figura 3.28, cuja inexistência era lamentada no grupo de pesquisadores do projeto temático da Unicamp, congressos e seminários do setor elétrico brasileiro.

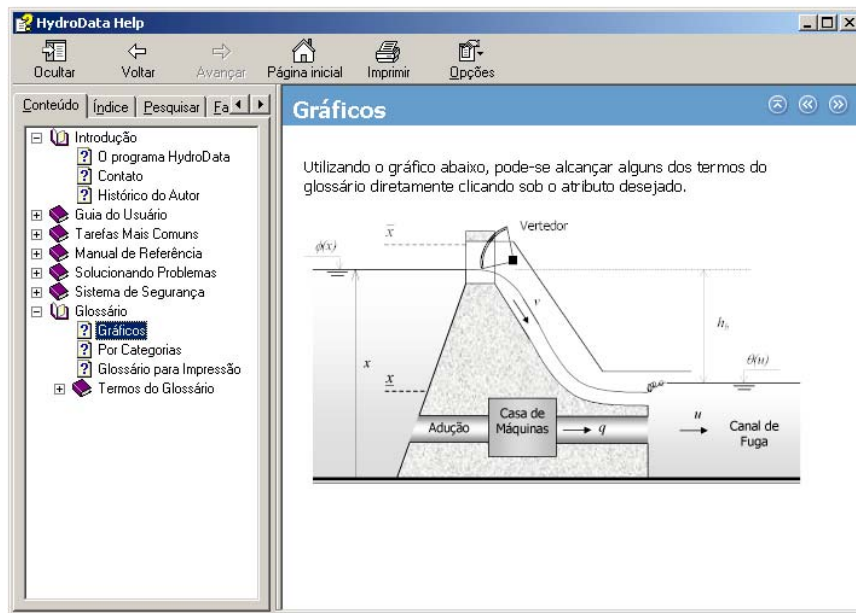


Figura 3.28. Glossário de termos do sistema de ajuda online.

Encerra-se aqui a apresentação do programa HydroData. Como pôde ser verificado ao longo da descrição feita neste item, o programa é dotado de ferramentas avançadas para o gerenciamento, a análise e a manutenção dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas.

Por fim, destacam-se alguns pontos sobre o sistema HydroData.

- A base de dados possui, na presente data, todas as 102 usinas despachadas pelo ONS. Essa característica confere um grau profissional para as possíveis aplicações desse sistema.
- O sistema possui recursos para armazenar o conjunto de usinas contidas no cadastro nacional de expansão da geração hidrelétrica, tornando-se uma ferramenta importante para os grupos que estudam a expansão do sistema elétrico brasileiro.
- A boa organização dos recursos gráficos, acompanhada de uma estrutura lógica e simples de sua interface, fornece ao sistema um caráter didático. O programa vem sendo utilizado nos cursos de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP com o intuito de fornecer uma ferramenta de aprendizado para os alunos dos cursos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

Em branco

Capítulo 4

Planejamento da Operação

Esse capítulo descreve a formulação e implementação computacional de modelos desenvolvidos para a solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Serão apresentados os modelos de otimização determinística a usinas individualizadas, de previsão de vazões e de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. A estrutura desses modelos e a política operacional implementada nesse trabalho visam a aplicação no sistema interligado nacional. O capítulo possui ilustrações da implementação computacional feita para cada modelo, sendo esses gerenciados pelo programa HydroLab em seus módulos de otimização, previsão e simulação, respectivamente.

4.1 Planejamento da Operação

A cadeia de planejamento implementada baseia-se na combinação de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas e um modelo estocástico de previsão de vazões.

A composição desses dois modelos permite criar uma política operativa para o sistema hidrotérmico. Esta política considera a estocasticidade do problema de planejamento de forma externa ao modelo de otimização. A cada tomada de decisão, deve-se promover uma previsão de vazões seguida de uma otimização a usinas individualizadas para o cenário hidrológico previsto. A decisão é obtida tomando-se a solução ótima para o primeiro intervalo de tempo do horizonte de otimização.

Os modelos envolvidos na solução do problema de planejamento da operação e suas características são expostos a seguir.

- **HydroMax:** modelo de otimização determinística do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. A metodologia é baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. O sistema gerador representa de forma individualizada as usinas hidráulicas e termelétricas. Na formulação contida no modelo, considera-se detalhadamente a operação das usinas; no caso das hidrelétricas, destaca-se as equações não lineares para representar a função de produção hidráulica, a capacidade máxima da vazão turbinada como uma função do armazenamento, o rendimento das turbinas e a variação do canal de fuga.
- **HydroPrev:** modelo de previsão de vazões baseado em redes neurais combinadas com lógica *fuzzy*. A previsão de para cada posto de vazões pode ser feita em base mensal ou semanal. A metodologia de redes neurais combinada à lógica nebulosa possui desempenho superior ao de modelos *periódicos auto-regressivos* (PAR) de ordem p (Ballini, 2000).
- **HydroSim LP:** modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. Na metodologia são representadas de forma individualizada as usinas a serem simuladas, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas. O detalhamento da operação das usinas citada no modelo HydroMax é compartilhada pelos modelos de simulação.

A seguir serão apresentados os três modelos citados anteriormente. A descrição da metodologia é acompanhada de ilustrações da implementação computacional feita no programa HydroLab.

4.2 Otimização da Operação Energética

Este item apresenta o modelo de otimização da operação energética, denominado HydroMax. Trata-se de um modelo de otimização determinística baseado em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. As usinas do sistema são representadas de maneira individualizada. A implementação original deste modelo foi feita na dissertação de mestrado do autor desta tese (Cicogna, 1999). Algumas modificações foram feitas desde então com o intuito de expandir a abrangência do modelo. Exemplos dessa expansão serão apresentados no item que descreve a interface gráfica dos estudos de otimização e seus resultados.

Na implementação do modelo, explora-se o paradigma de orientação a objetos para, assim, representar o modelo HydroMax segundo uma coleção de objetos que se relacionam entre si com a finalidade de realizar a tarefa de otimização da operação energética. Essa implementação foi feita utilizando-se a linguagem C++ empregando-se modernos recursos na representação da orientação a objetos no código final do programa (Josuttis, 1999). Essa característica assegura uma estruturação moderna para o programa e permite que futuras extensões possam ser adicionadas ao código desenvolvido nesta tese sem grandes esforços na fase de implementação.

No modelo de otimização, tem-se como função objetivo principal minimizar o custo de complementação não hidráulica ao longo de um horizonte de estudo. A complementação não hidráulica é calculada pela diferença entre mercado de energia e a geração hidrelétrica, compreendendo a geração do parque termelétrico, a importação de sistemas vizinhos e o déficit de suprimento de energia. A função de custo de complementação não hidráulica pode ser linear por partes, quando conseguida a partir de dados das usinas termelétricas participantes do sistema interligado nacional. Em complementação ao modelo desenvolvido por Cicogna (1999), foram implementadas outras duas funções objetivo: maximização da geração e maximização do armazenamento. Uma análise das características da solução ótima do problema de planejamento pode ser encontrada em Soares e Carneiro (1991) e Cicogna (1999).

As técnicas de solução mais eficientes utilizadas para resolver o problema de planejamento da operação são baseadas em modelos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados (Rosenthal, 1981; Dembo e Steihaug, 1983; Beck et al., 1983; Carvalho e Soares, 1987 e Oliveira e Soares, 1995). Essa técnica de solução baseada em fluxo em rede garante um bom desempenho da implementação computacional do modelo de otimização. Como resultado final, esta técnica não impõe limitações numéricas e computacionais ao se representar individualmente as usinas e o grande conjunto de restrições operativas do sistema gerador.

4.2.1 O Modelo de Otimização

Apresenta-se, a seguir, a formulação do modelo de otimização a usinas individualizadas para sistemas hidrotérmicos de geração. Mais detalhes sobre a formulação de cada componente de um sistema hidrotérmico, bem como exemplos numéricos retirados do sistema gerador nacional, podem ser encontrados na dissertação de mestrado de Cicogna (1999).

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \right] + \lambda_T \cdot V(x_T) \quad (4.1)$$

s. a

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (4.2)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (4.3)$$

$$\underline{g}_j \leq g_{j,t} \leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (4.4)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (4.5)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad \forall i, t \quad (4.6)$$

$$h_{i,t} = \phi(x_{i,t}^{med}) - \theta(u_{i,t}) - pc_{i,t} \quad \forall i, t \quad (4.7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (4.8)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot \eta_{i,t} \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (4.9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (4.10)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (4.11)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (4.12)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (4.13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \text{ e } x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i, t \quad (4.14)$$

onde:

- T : número de intervalos de tempo;
- I : número de usinas hidrelétricas do sistema;
- J : número de usinas termelétricas do sistema (inclui importação e déficit);
- λ_t : coeficiente de valor presente para o intervalo t ;
- $\psi_j(.)$: função de custo da usina termelétrica j [\$];
- $V(.)$: função de custo associado a estado final (x_T) dos reservatórios do sistema [\$];
- $g_{j,t}$: geração da usina termelétrica j durante o intervalo t [$\overline{\text{MW}}$];
- $p_{i,t}$: geração da usina hidrelétrica i durante o intervalo t [$\overline{\text{MW}}$];
- G_t : geração termelétrica total durante o intervalo t [$\overline{\text{MW}}$];
- P_t : geração hidrelétrica total durante o intervalo t [$\overline{\text{MW}}$];
- D_t : mercado a ser atendido durante o período t [$\overline{\text{MW}}$].
- \underline{g}_j : geração mínima da usina termelétrica j [$\overline{\text{MW}}$];
- \bar{g}_j : geração máxima da usina termelétrica j [$\overline{\text{MW}}$];
- $x_{i,t}$: volume do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];
- $x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório da usina i durante o intervalo t [hm^3];
- $\eta_{i,t}$: rendimento médio dos conjuntos turbina/gerador da usina i durante o intervalo t [m];
- $h_{l,i,t}$: altura de queda líquida da usina i durante o intervalo t [m];
- $pc_{i,t}$: perda de carga hidráulica da usina i durante o intervalo t [m];
- $\bar{x}_{i,t}$: volume máximo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];
- $\underline{x}_{i,t}$: volume mínimo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];
- $u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $y_{i,t}$: vazão incremental afluente à usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $\phi_i(x)$: polinômio da cota de montante do reservatório da usina i [m];

- $\theta_i(u)$: polinômio da cota de jusante do canal de fuga da usina i [m];
- Δt_i : tamanho do intervalo t [s];
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i .

A função objetivo determina o menor custo de complementação não hidráulica, sendo esse composto pelas parcelas de geração termelétrica, importação e déficit de geração.

Os limites operativos de volume mínimo e máximo do reservatório foram indexados no tempo devido ao atendimento das restrições de *usos múltiplos da água*. Por exemplo, o uso do reservatório pode atender restrições de navegação, abastecimento de água, irrigação de plantações e recreação. O limite máximo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança contra cheias. Essas restrições estabelecem que, em determinados períodos do ano, o volume operativo máximo do reservatório não seja atingido. A fração do volume operativo que fica vazia é chamada de *volume de espera*. O volume de espera é, portanto, um volume vazio que se adiciona ao volume de segurança do reservatório.

O limite mínimo para a defluência de uma usina está relacionado com restrições impostas às vazões descarregadas a jusante. Podem ser citadas, como exemplos, as restrições de navegação, vazões retiradas do rio para irrigação, inundação de áreas habitadas ou agricultáveis, salvaguarda de estruturas e aspectos ambientais como a desova de peixes. Ambas exigem que a vazão descarregada seja maior do que um mínimo, ou que o nível d'água não ultrapasse uma determinada cota. Vazões baixas podem impedir a irrigação de plantações, níveis d'água elevados podem danificar pontes ou inundar áreas agricultáveis.

4.2.2 A Técnica de Solução

A técnica de solução do problema descrito no item anterior baseia-se na representação do problema de otimização como um problema de fluxo em rede não-linear com arcos capacitados.

O primeiro passo, nessa representação, é considerar que cada nó da rede corresponde ao comportamento de uma usina hidrelétrica durante um intervalo de tempo. Os arcos da rede representam o volume armazenado nos reservatórios e a defluência das usinas nos vários intervalos. A vazão incremental que chega a uma determinada usina em um intervalo de tempo é tratada como uma injeção no nó. A equação de equilíbrio de fluxos de cada nó identifica-se com a equação de balanço de água apresentada na formulação do problema, Equação (4.6). As restrições de limites para as variáveis de volume e defluência são representadas pelas canalizações impostas aos arcos da rede (Figura 4.1).

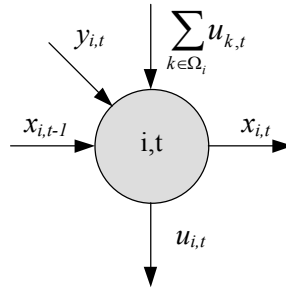


Figura 4.1. Representação da equação de Balanço de Água a partir da definição do nó da rede.

Uma cascata de usinas pode ser representada por uma rede que será denominada rede básica (Figura 4.2). Nessa rede, os arcos representam a defluência descarregada de uma usina para a usina diretamente à jusante. A rede básica pode ser entendida como a representação da cascata para um determinado intervalo do horizonte de estudo. A repetição dessa rede, nos vários intervalos do horizonte de planejamento, constitui a rede hidráulica, também chamada de *arborescência expandida no tempo* (Rosenthal, 1981). Uma vez feita a repetição, os arcos de volume das usinas com reservatórios de acumulação são responsáveis pela informação do estado dos reservatórios de um intervalo para o outro. Para as usinas a fio d'água (aquelas que possuem reservatórios de compensação) não há arcos de volume ligando as redes básicas de cada intervalo. Nessas usinas, toda a água que chega é turbinada ou vertida, mantendo-se o volume constante.

A estrutura da rede hidráulica, para um sistema composto por quatro usinas em um horizonte de T intervalos de tempo, pode ser visualizada na Figura 4.3. Nessa figura, o nó sumidouro representa o fim do aproveitamento dos recursos hídricos (oceano ou outras bacias hidrográficas).

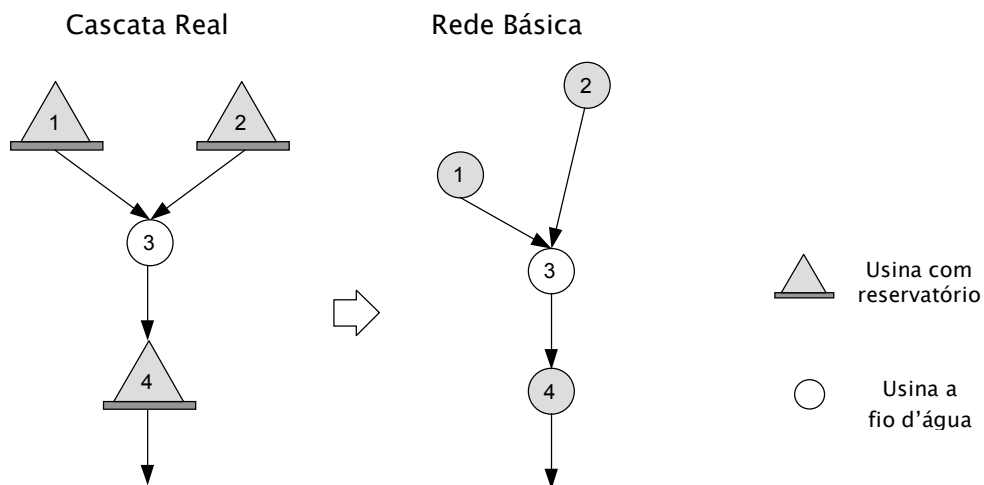


Figura 4.2. Representação da rede básica associada a uma cascata com quatro usinas.

Na Figura 4.3, vê-se que um nó (i, t) representa o comportamento da usina i durante o intervalo de tempo t . Um arco de defluência (i, t) representa o valor de vazão descarregada pela usina i , durante o intervalo t , para a usina diretamente à jusante. Um arco de volume, que parte do nó (i, t) e chega ao nó $(i, t+1)$, representa o estado final do reservatório da usina i durante a operação no intervalo t . Além disso, esse valor de volume representa o estado inicial do reservatório para a operação da usina durante o intervalo $t+1$. Deve-se notar, ainda, que os nós da usina a fio d'água, numerada com o índice 3, não possuem arcos de volume ligando-os entre os períodos do horizonte. Na Figura 4.4 é apresentada uma rede hidráulica englobando a topologia da rede e a nomenclatura das variáveis envolvidas.

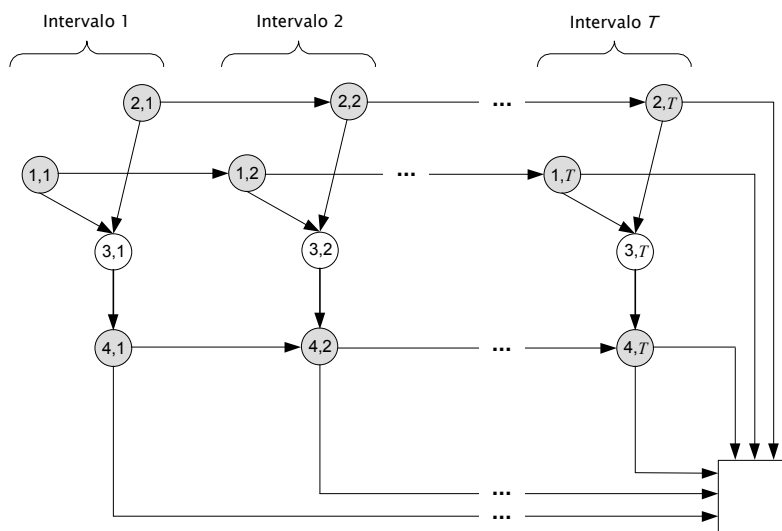


Figura 4.3. Representação da rede hidráulica para um sistema com quatro usinas e um horizonte de T intervalos de tempo.

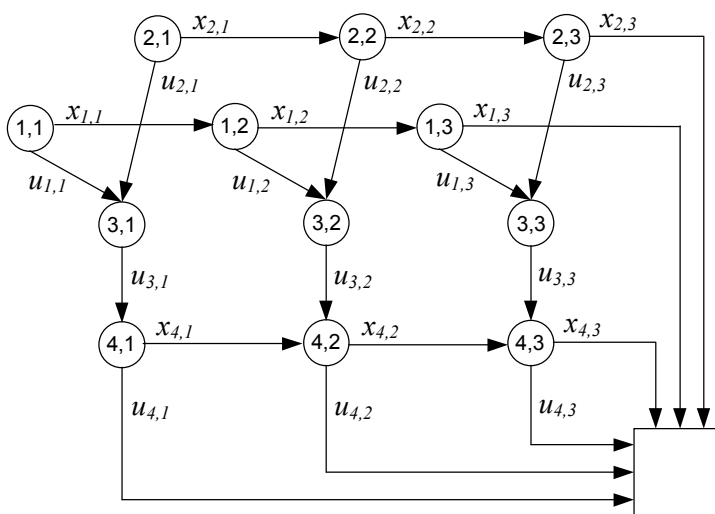


Figura 4.4. Representação da rede hidráulica e a nomenclatura das variáveis de um sistema com quatro usinas e um horizonte de três intervalos de tempo.

Para uma determinada usina, os arcos de volume que partem dos nós que representam tal usina formam a trajetória de volume durante o horizonte de estudo, e os arcos de defluência são sua trajetória de defluência. Assim, pode-se propor a seguinte indicação na visualização de uma rede hidráulica:

- olhando-se para os nós em sua orientação horizontal e seguindo-se os arcos que partem desses nós, visualiza-se as trajetórias de volume e/ou defluência para uma determinada usina;
- olhando-se para os nós em sua orientação vertical e seguindo-se a orientação dos arcos de defluência que partem desses nós, visualiza-se o estado (volumes e defluências) da cascata para um determinado intervalo de tempo.

Nesse trabalho, está sendo considerada apenas a estrutura topológica usual entre as usinas brasileiras, ou seja, cada usina possui apenas uma usina a jusante¹. Dessa forma, de cada nó da rede saem, no máximo, dois arcos: um de defluência e outro de volume.

A rede hidráulica possui importantes particularidades a serem exploradas pelo modelo de otimização. A mais importante é que de cada nó saem apenas dois arcos: um de volume e um de defluência. Isso permite armazenar a topologia da rede hidráulica em uma matriz de I linhas e T colunas. Essa particularidade dispensa a estrutura de nós pais e filhos das técnicas clássicas de otimização de fluxo em redes (Luenberger, 1984).

A partir da rede hidráulica descrita anteriormente, pode-se aplicar técnicas de otimização de fluxo em redes para a obtenção da solução ótima. A técnica utilizada no modelo HydroMax é chamada de gradiente reduzido. Um dos procedimentos dessa metodologia é a utilização de algumas particularidades da estrutura da rede hidráulica para acelerar o processo de otimização, o que permite obter-se um excelente desempenho computacional na implementação computacional do modelo (Cicogna, 1999).

4.2.3 O Módulo HydroMax

A descrição do módulo de otimização HydroMax do programa de suporte à decisão HydroLab baseia-se na apresentação dos dados de entrada de um determinado estudo e dos resultados da

¹ O programa pode ser generalizado para sistemas com mais de uma usina a jusante.

otimização. Esse padrão será repetido para os módulos de previsão de vazões HydroPrev e de simulação HydroSim. Conforme apresentado na Figura 4.5, os dados necessário à realização de um estudo de otimização do modelo HydroMax estão divididos em três abas: *Cenário*, *Vazões* e *Contorno*. As opções para configuração de um cenário são descritas na seqüência.

- **Usinas hidrelétricas:** esta lista armazena as usinas hidrelétricas escolhidas para o estudo.
- **Função objetivo:** neste quadro pode-se selecionar a função objetivo utilizada pelo modelo de otimização. Existem três opções: minimizar a complementação termelétrica, maximizar a geração hidrelétrica e maximizar o armazenamento.

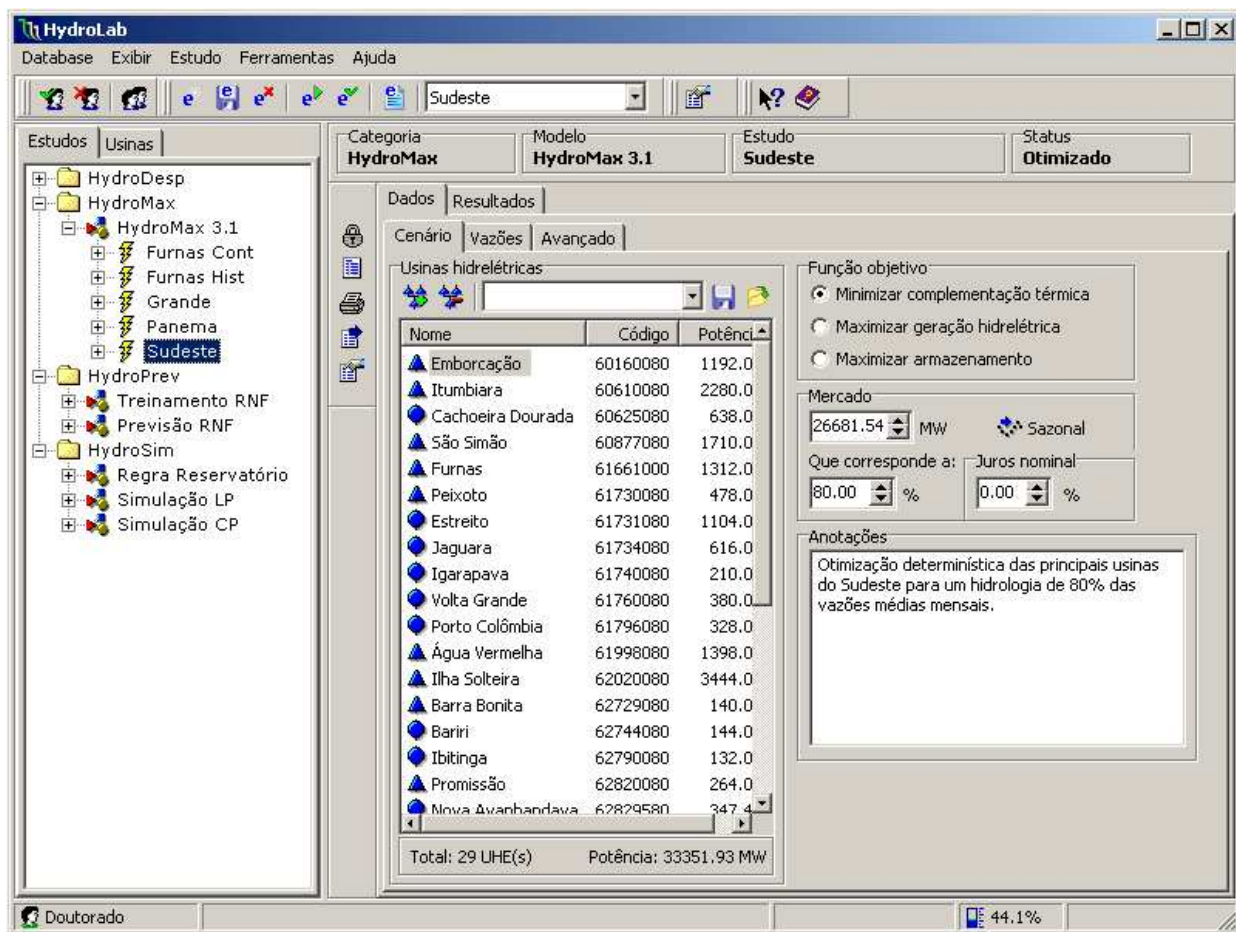


Figura 4.5. Dados de entrada do modelo de otimização do planejamento energético.

- **Mercado:** neste quadro pode-se selecionar o valor de mercado, em MW médios, a ser atendido pelo parque hidrotérmico configurado no estudo. Pode-se, também, fornecer o valor do mercado em função de uma porcentagem da potência instalada das usinas selecionadas, de forma a agilizar a entrada de dados.

- **Taxa de Juros:** nesse componente, pode-se estipular um valor de taxa de juros nominal anual para os cálculos de valor presente dos gastos com energia termelétrica.

As demais abas, *Vazões* e *Contorno*, permitem completar os dados do estudo com informações sobre o horizonte, as vazões afluentes e as condições iniciais e finais de armazenamento dos reservatórios.

Ao término da configuração dos dados de entrada, pode-se executar o estudo e visualizar a solução ótima do problema na aba denominada *Resultados*. Esse quadro é compartilhado pelo módulo de simulação, o qual irá apresentar mais detalhes sobre os recursos de análise de resultados dos modelos de otimização e simulação de sistemas hidrotérmicos.

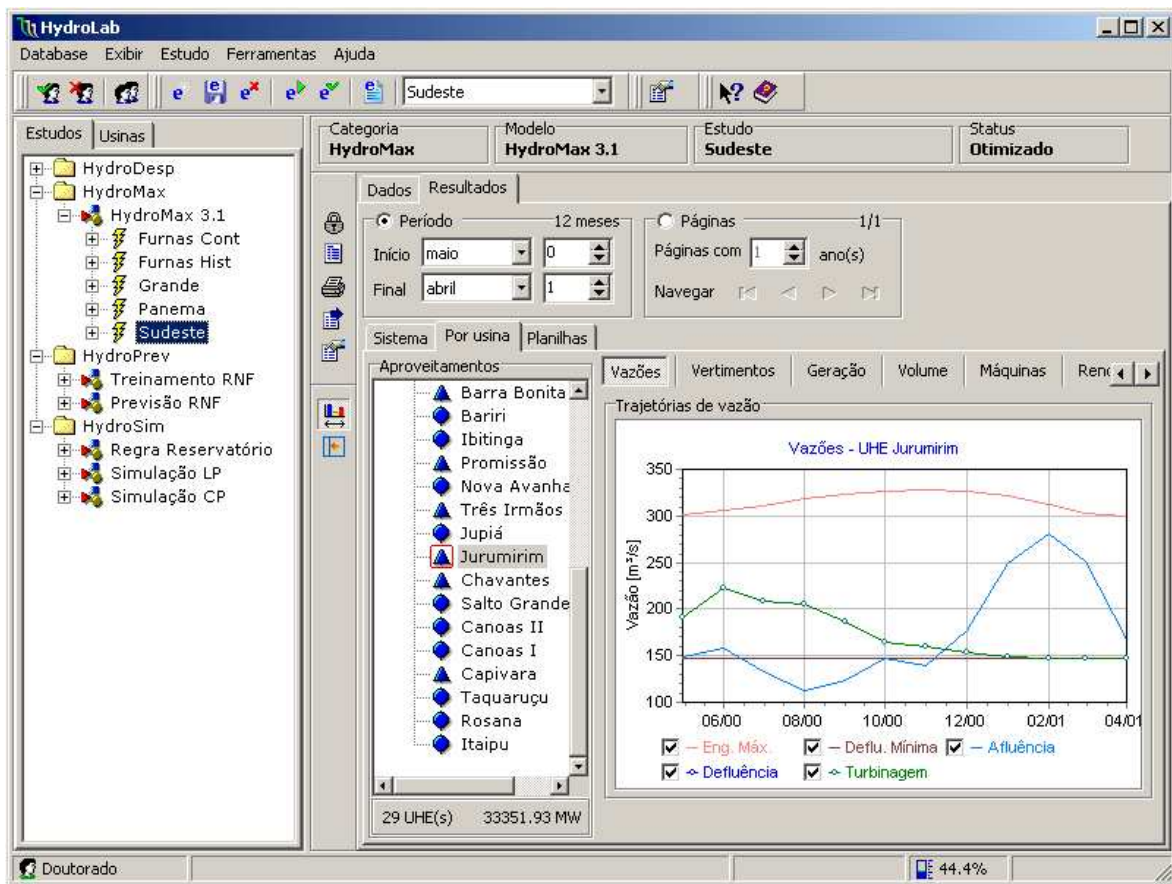


Figura 4.6. Dados de entrada do modelo de otimização do planejamento energético.

Por enquanto, cabe ressaltar que os recursos de análise da solução ótima possuem várias opções de apresentação dos resultados, podendo-se escolher entre variáveis do sistema gerador ou detalhes de operação de uma usina hidrelétrica em particular. Os elementos gráficos e planilhas de resultados permitem a exportação de informações para outros aplicativos, como editores de texto e planilhas eletrônicas.

4.3 Previsão de Vazões

Neste item, descreve-se o módulo de previsão de vazões de nome HydroPrev implementado no sistema HydroLab. O modelo, desenvolvido por Ballini (2000), combina redes neurais com lógica *fuzzy* e apresenta bons resultados com diminuição dos erros de previsão quando comparado a técnicas clássicas baseadas em modelos periódicos auto-regressivos de ordem p , sendo assim chamados de PAR-p (Box & Jenkins, 1976).

Vale lembrar que, a partir do banco de dados HydroData, a aplicação do modelo de redes *neuro-fuzzy* pode ser estendida, facilmente, para todas as usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Em se tratando de estudos de previsão de vazões com redes *neuro-fuzzy*, existem dois procedimentos possíveis no módulo HydroPrev: a seleção e treinamento de redes e sua utilização na previsão de vazões. Para cada conjunto de entradas selecionado, em primeiro lugar, deve-se treinar as rede *neuro-fuzzy* utilizando-se um subconjunto de dados do histórico de vazões. A rede treinada deve, então, ser testada em um segundo subconjunto de dados, diferente do utilizado no treinamento, para aferir o grau de desempenho. O segundo procedimento permite utilizar as redes treinadas na previsão de vazões futuras.

Na Figura 4.7, faz-se uma representação esquemática da configuração das entradas e saídas da rede *neuro-fuzzy*, utilizando um conjunto de vazões passadas $x[t-j]$ para determinar a previsão de vazão de um determinado intervalo t , denominada $y[t]$. Nessa figura, $x[t-1]$ representa a vazão verificada no intervalo $t-1$. O índice j representa um número inteiro que indica a defasagem entre o período t e as entradas da rede. Por exemplo, se t for o mês de janeiro, $t-1$ representa a vazão conhecida do mês de dezembro, $t-2$ a vazão do mês de novembro que antecede o mês de janeiro a ser previsto. Seguindo o mesmo raciocínio, o índice $t-15$ representa a vazão registrada em outubro do ano que antecede a previsão, $t-16$ a vazão de novembro também do ano anterior, e assim por diante.

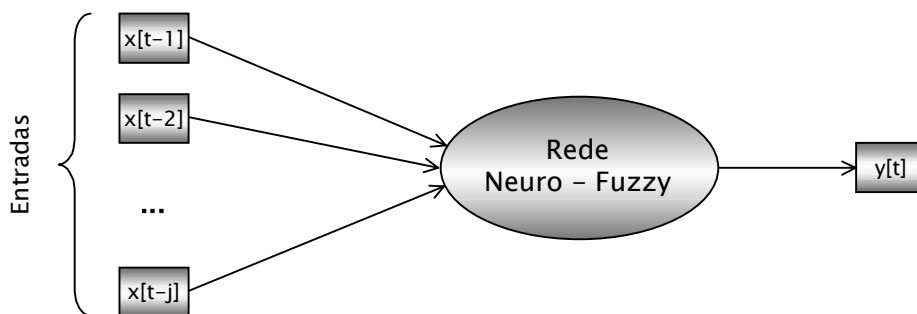


Figura 4.7. Representação esquemática das entradas e da saída de uma rede neuro-fuzzy.

A utilização de um previsor que seja alimentado com dados registrados em um histórico de vazões é normalmente encontrada em processos de simulação da operação de sistemas hidrelétricos em situações passadas. Essas simulações permitem aferir o desempenho de modelos de previsão de vazões e de políticas operativas de sistemas hidrelétricos. Um previsor de vazões tem papel fundamental de suporte à tomada de decisões nas políticas operativas implementadas no HydroLab, uma vez que esse tipo de modelo fornece uma estimativa das vazões futuras ao processo decisório.

Assim como foi determinado para o modelo HydroMax, o módulo HydroPrev constitui uma categoria de modelos de previsão de vazões dentro do programa HydroLab.

- **Rede Neuro-Fuzzy:** módulo para o treinamento de redes *neuro-fuzzy*. Para facilitar esse processo e diminuir o provável número de estudos manipulados pelo usuário, um estudo de treinamento pode configurar até doze redes, uma para cada mês do histórico de vazões.
- **Previsão RNF:** módulo para a realização de previsões utilizando redes *neuro-fuzzy* treinadas no módulo anterior. Com esse módulo pode-se realizar previsões sobre o histórico de vazões para medir a acuidade do modelo ajustado, ou determinar vazões futuras.

4.3.1 O Módulo HydroPrev

Assim como foi realizado para o módulo HydroMax, quanto ao gerenciamento de dados de entrada e resultados, pode-se apresentar o módulo HydroPrev baseado nos dados das redes de treinamento das redes *neuro-fuzzy* e dos resultados de previsão que utilizam essas redes.

Na Figura 4.8, a seguir, vê-se o arranjo geral dos dados de entrada de um estudo de treinamento que possui doze redes *neuro-fuzzy* para o posto de vazões de Furnas. Essas redes foram treinadas para cada mês do histórico de vazões naturais de Itaipu. Dessa forma, tem-se uma rede especial para a previsão das vazões de janeiro, fevereiro, e assim por diante até o mês de dezembro.

No quadro de estudos à esquerda da figura, vê-se a divisão da categoria HydroPrev em dois módulos: *Rede Neuro-Fuzzy* e *Previsão RNF*. Em cada um desses módulos, existem três estudos de nome *Furnas* e *Ilha Solteira* e *Rosana*. O estudo de treinamento RNF de Furnas encontra-se atualmente selecionado. No quadro de conteúdo à direita da figura, vê-se as abas de *Dados* (à vista) contendo os dados de entrada do estudo, e a aba de *Resultados* com os resultados do procedimento de treinamento. Mais detalhes sobre o modelo de treinamento e teste das redes podem ser encontrados em Ballini (2000).

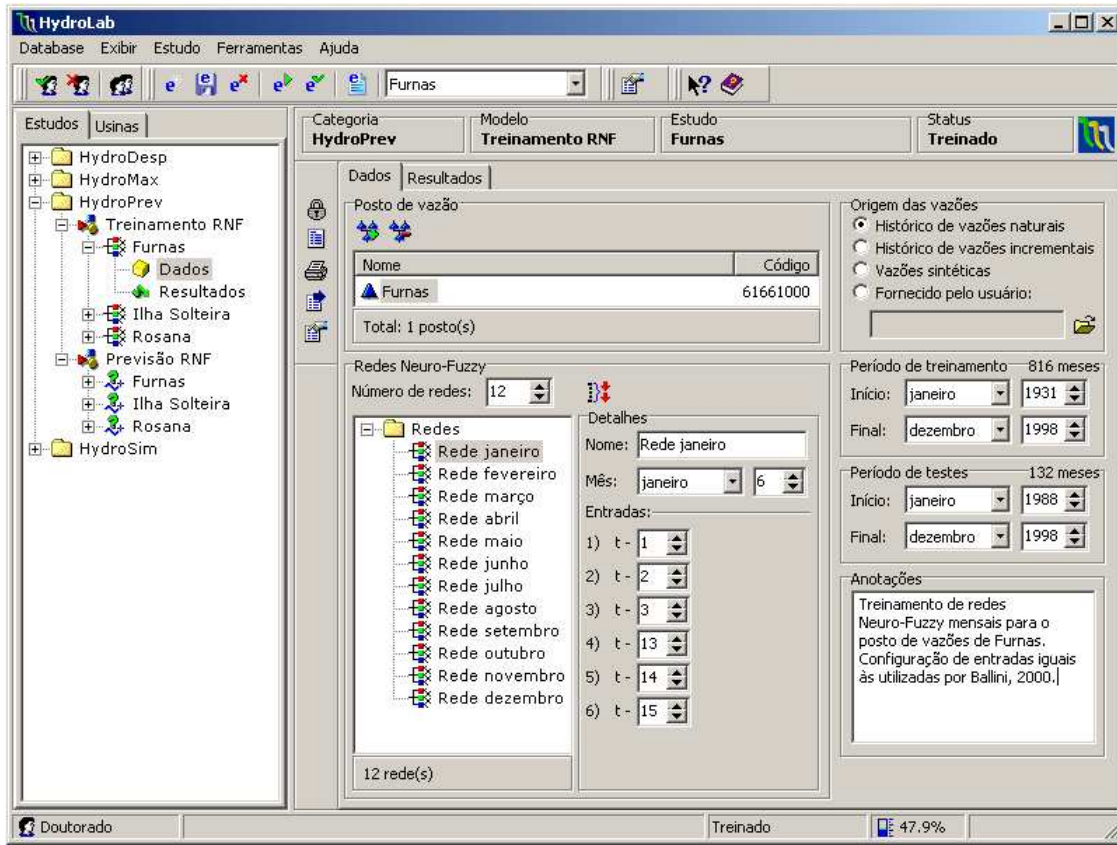


Figura 4.8. O programa HydroLab e seu módulo de previsões de vazões HydroPrev.

A aba de resultados subdivide-se em duas abas: *Geral* e *Rede*. A aba *Geral* contém os resultados mensais de todo o período de treinamento e de todo o período de testes. A aba *Rede* permite analisar os resultados para cada uma das redes que foram configuradas nos dados de entrada.

A apresentação dos resultados é auxiliada por cores, uma vez que a quantidade de informações é relativamente grande para visualização em alguns poucos gráficos. Definiu-se a cor azul para representar resultados associados ao período de treinamento, e a cor verde para representar os resultados associados ao período de testes. A diferença de cores também é utilizada na análise dos erros de treinamento e teste das redes.

Na Figura 4.9, apresenta-se uma visão geral do arranjo gráfico dos resultados do estudo de treinamento para o posto de vazões de FURNAS, cujos dados de entrada foram discutidos anteriormente. Nota-se que as trajetórias de vazão possuem estatísticas associadas aos erros de treinamento e testes das redes.

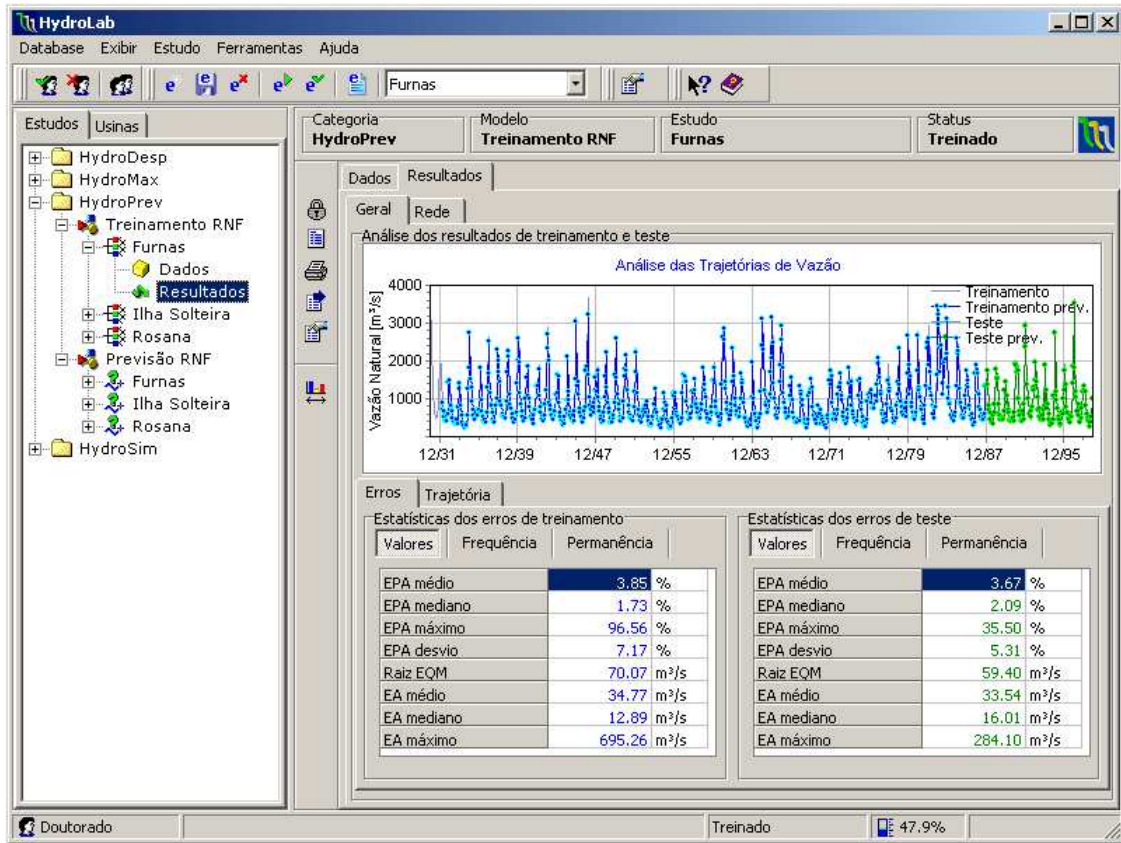


Figura 4.9. Resultados do treinamento de redes neuro-fuzzy.

O módulo HydroPrev possui, também, o modelo chamado Previsão RNF, o qual se destina para teste das redes *neuro-fuzzy* treinadas a partir de estudos criados sob a categoria Rede Neuro-Fuzzy. O módulo *Previsão* permite testar as redes na previsão de vazões futuras, ou de vazões que não foram utilizadas no período estabelecido como de treinamento. A apresentação deste módulo será detalhada no Capítulo 7, no qual se faz um estudo de caso da aplicação real do predictor RNF.

4.4 Simulação de Sistemas Hidrotérmicos

Esse item tem o objetivo de apresentar o modelo de simulação da operação hidrotérmica de médio e longo prazo para sistemas de geração hidrotérmica. Seguindo a nomenclatura adotada para os outros modelos do sistema, denominou-se o modelo de simulação de HydroSim LP.

Após o desenvolvimento de modelos de otimização HydroMax e de previsão de vazões HydroPrev, a coleção de ferramentas do sistema computacional HydroLab para o estudo do problema de planejamento da operação se completa com o desenvolvimento de um modelo de simulação da operação de usinas hidrelétricas e termelétricas. A discretização do horizonte de simulação é a mesma adotada para o modelo de otimização HydroMax, propiciando o intercâmbio de dados e resultados entre os modelos de otimização e de simulação.

A descrição do modelo de simulação inicia-se com a apresentação do modelo matemático criado para o processo de simulação da operação de um sistema hidrotérmico. Serão discutidos, a seguir, alguns aspectos estruturais do processo de simulação, principalmente com relação à divisão de responsabilidades entre o simulador e política operativa.

4.4.1 O Modelo de Simulação LP

O planejamento energético da operação de um sistema hidrotérmico engloba estudos de diferentes naturezas e horizontes. Nesses estudos, dá-se destaque aqueles relativos à avaliação energética do sistema nos quais procura-se verificar as condições de operação do sistema gerador frente a um grande conjunto de restrições, tais como: atendimento da demanda, limites operativos de reservatórios e usinas, usos múltiplos da água, configuração dinâmica do sistema gerador, manutenção e falhas na operação das usinas e restrições hidrológicas como, por exemplo, o fenômeno de evaporação na superfície dos reservatórios.

Um dos instrumentos de visualização desse tipo de análise é a simulação individualizada da operação do parque gerador. Com esse tipo de ferramenta, pode-se identificar os impactos que a superposição de restrições operativas tem no comportamento do sistema gerador.

O modelo de simulação proposto, neste trabalho, presta-se para a simulação da operação energética de sistemas hidrotérmicos situados em um horizonte de médio ou longo prazo, com discretização semanal, mensal e mista. A implementação da estrutura temporal do horizonte é compartilhada com o módulo *HydroMax*, tornando estes sistemas intercambiáveis em termos da troca de dados e resultados.

O módulo HydroSim LP é, então, definido como a implementação computacional de um modelo de simulação a usinas individualizadas capaz de representar em detalhes as restrições operacionais ativas nas etapas de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos em horizontes de médio e longo prazo.

Esse modelo leva em consideração a configuração dinâmica do sistema gerador, permitindo a simulação da evolução de capacidade instalada dos sistemas hidrelétrico e termelétrico.

Como característica especial, que o distingue dos demais modelos, a modelagem foi especialmente estruturada para testar diferentes políticas operacionais. Assim, embora o simulador tenha como concepção inicial a política operacional baseada na previsão e otimização sucessiva do problema, a sua implementação computacional permite testar e criar outras políticas operacionais, com destaque para o pequeno esforço necessário para atingir tal objetivo.

De forma simplificada, pode-se construir um diagrama para identificar as principais entidades atuantes em um problema de simulação. Além disso, pode-se determinar as ligações de dependência entre essas entidades, de forma que se possa compreender a maneira com que as características do problema estão relacionadas entre si. Um exemplo desse tipo de diagrama foi feito para o modelo HydroSim e está apresentado na Figura 4.10. A descrição das entidades e relacionamentos desse diagrama é apresentada a seguir.

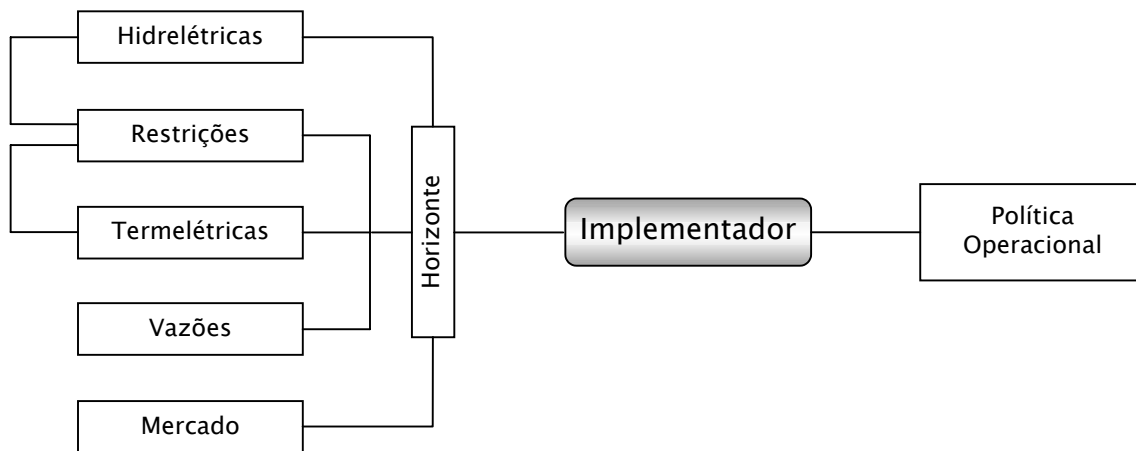


Figura 4.10. Representação esquemática das entidades e relacionamentos do modelo de simulação.

- **Horizonte:** nessa entidade é representado o período de tempo em que se submeterá o simulador na tarefa de operação do sistema hidrotérmico. Nessa entidade são definidos a extensão do horizonte, a quantidade e a discretização de cada um dos intervalos de tempo. O modelo HydroSim LP possui uma configuração mista para a discretização do horizonte.

- **Hidrelétricas:** nessa entidade é representado o parque gerador hidrelétrico. Define-se aqui o número de usinas, o arranjo espacial (topologia da cascata), a capacidade de geração, os limites operativos dos reservatórios, a casa de máquinas, o canal de fuga, os vertedouros, etc. Além disso, a ligação dessa entidade com a entidade horizonte permite configurar dados variáveis com a escala temporal. Um exemplo disto é o armazenamento máximo permitido durante o horizonte de estudo, relacionado aos volumes de espera para controle de cheia do sistema de armazenamento. Outro exemplo é a possibilidade de se definir as datas de entrada e saída de operação da usina, sua política de enchimento do volume morto e o programa de motorização, conferindo ao modelo a capacidade de simular a configuração dinâmica da capacidade instalada do parque gerador.
- **Termelétricas:** nessa entidade é representado o parque gerador termelétrico. Definem-se aqui as características operativas das usinas termelétricas, suas restrições e custos operativos. Nessa entidade, incluem-se os dados de importação de sistemas vizinhos e déficit no suprimento de energia. A ligação com a entidade de horizonte também permite simular a configuração dinâmica da capacidade instalada do sistema termelétrico.
- **Vazões:** essa entidade relaciona-se com os dados hidrológicos que o modelo de simulação leva em consideração na operação do sistema hidrelétrico. Sua ligação com a entidade horizonte é direta por se tratar de uma série de valores que depende da escala temporal do estudo.
- **Mercado:** essa entidade relaciona-se com os dados de mercado que o sistema hidrotérmico deve atender durante o horizonte de simulação.
- **Restrições:** essa entidade visa armazenar um conjunto de restrições especiais na operação do sistema, como, por exemplo, o fenômeno de evaporação na superfície dos reservatórios.
- **Política Operacional:** nessa entidade define-se de que forma são tomadas as decisões de operação do sistema. A separação das responsabilidades comuns do simulador e da política operativa é um ponto de inovação, quando comparado a outros modelos de simulação existentes na bibliografia. Parte da justificativa dessa divisão se deve ao fato de se pretender implementar um simulador que seja compatível com várias políticas operativas. Outra motivação vem do fato da implementação ser orientada a objetos, o que estimula a divisão de funcionalidades. Essa questão receberá uma descrição especial mais adiante, neste capítulo.
- **Implementador:** essa entidade é responsável pelo procedimento de implementação da política operacional das usinas consideradas na simulação, ou seja, nessa entidade define-se como se

dará o cálculo das variáveis de simulação, levando-se em consideração todas as demais entidades e relacionamentos descritos anteriormente.

Com a apresentação esquemática da estrutura do modelo de simulação, parte-se para uma breve descrição do conteúdo das entidades citadas. Essa descrição tem por objetivo enumerar as características principais do funcionamento do simulador e dos dados gerenciados por ele em um processo de simulação.

4.4.2 Características Principais

Faz-se, abaixo, uma lista das principais características encontradas nas entidades do modelo de simulação.

Entidade	Características
Horizonte	Extensão: horizontes plurianuais. Discretização: intervalos semanais, mensais, bimestrais ou mistos.
Hidrelétricas	Reservatório: limites operacionais mínimos e máximos, volumes máximos para controle de cheia, evaporação e usos múltiplos (uso consuntivo). Casa de máquinas: número mínimo de máquinas em operação, vazão turbinada máxima em função da queda, cronograma de manutenção. Vertedouros: limites operacionais mínimos e máximos. Canal de fuga: vazões defluentes mínima e máxima. Dinâmica: datas de entrada e saída de operação, cronograma de motorização, política de enchimento do volume morto do reservatório (ver restrições).
Termelétrica	Capacidade: limites operacionais de geração mínima e máxima, custos de combustível, importação e déficit. Dinâmica: datas de entrada e saída de operação e cronograma de motorização (ver restrições).
Vazões	Tipo: dados do histórico oficial de vazões naturais, porcentagem das vazões médias mensais, dados de histórico de vazões sintéticas ou dados fornecidos pelo usuário. Discretização: compatível com a configuração do horizonte (semanal, mensal ou misto).
Mercado	Tipo: constante, sazonal ou fornecido pelo usuário. Discretização: compatível com a configuração do horizonte (semanal, mensal ou misto).
Restrições	Tipo: dados temporais de evaporação e uso consuntivo do reservatório. Volumes máximos para cada intervalo para controle de cheia. Discretização: compatível com a configuração do horizonte (semanal, mensal ou misto).
Política Operacional	Decisões de operação do sistema gerador. As decisões constituem-se na vazão turbinada e vazão vertida para cada usina em cada intervalo de tempo.
Implementador	Simulação individualizada do sistema hidrelétrico. Aplicação das decisões tomadas pela política operacional, verificando todas as restrições das demais entidades. Balanço de massas em cada usina e intervalo de tempo, para a correta consolidação das decisões. Computação da geração total hidrelétrica e termelétrica, com a conseqüente verificação de atendimento do mercado.

Tabela 4.1. Características principais das entidades do modelo de simulação.

4.4.3 Separação entre Implementador e Política Operacional

O projeto do simulador a usinas individualizadas teve como direção principal construir um modelo que permitisse a utilização de diferentes políticas de operação de sistemas hidrotérmicos. Essa funcionalidade deve ser robusta o bastante de modo que o modelo e sua implementação computacional não obriguem grandes esforços de alteração e criação de código, para cada nova política implementada.

A solução adotada para esse problema foi a divisão entre as responsabilidades do simulador e de suas políticas operativas, utilizando recursos de projeto orientado a objetos. Ao conjunto de características operativas das usinas e ao procedimento de cálculo associado às restrições operativas deu-se o nome de Implementador. Ao processo de tomada de decisão em relação ao comportamento das usinas deu-se o nome de Política Operacional.

Essa divisão entre o processo de simulação e o processo de tomada de decisões é um ponto de inovação em relação a outros modelos de simulação existentes no setor elétrico que implementam uma única política operativa (Eletrobrás OPUS, 1992 e Eletrobrás MSUI, 1994).

Os modelos de simulação desenvolvidos e utilizados pelo setor elétrico brasileiro são intrinsecamente dependentes de seus módulos tomadores de decisão. Por exemplo, o modelo MSUI possui um método de desagregação de uma meta de geração total do sistema hidrelétrico o qual baseia-se em estratificação dos reservatórios em faixas operativas. Este simulador não permite a inclusão de regras de enchimento/deplecionamento que não sejam por faixas.

Sob a ótica de outros modelos de simulação, pode-se afirmar que o modelo HydroSim pode ser encarado como múltiplos simuladores em uma única implementação computacional. Em outras palavras, a inovação do modelo HydroSim baseia-se em identificar os componentes de um simulador que são independentes do processo de tomada de decisões. Uma vez isolados estes componentes, ganha-se robustez nas tarefas de gerenciamento e expansão de um conjunto de políticas operacionais.

Como característica final, mas não menos importante, destaca-se o fato de que o modelo HydroSim permite a verdadeira comparação de políticas em condições de igualdade quanto aos quesitos utilizados como aferição dos processos decisórios. Mantendo-se no Implementador um grande conjunto de características operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas, pode-se comparar o desempenho de políticas operacionais com premissas diferentes. Esta capacidade de comparação é facilitada por uma implementação computacional criteriosa e eficaz do modelo de simulação e sua família de políticas operacionais.

4.4.4 As Classes TImplementador e TPolítica

A idéia de separação de responsabilidades entre as entidades Implementador e Política Operacional permite tornar o processo de simulação independente da política de operação do sistema gerador. Para se atingir esse objetivo, recorreu-se a uma propriedade importante do paradigma de programação orientada a objetos, chamada de polimorfismo (Horstmann, 1997 e Stroustrup, 1997). A utilização desse conceito e de outros aspectos relevantes ao projeto de sistemas computacionais orientado a objetos aplicado a sistemas hidrotérmicos foi descrita por Cicogna (1999).

A seguir, na Figura 4.11, apresenta-se um diagrama que ajuda a visualizar a relação entre as classes que compõem o simulador HydroSim. Dá-se destaque para o relacionamento entre a classe TImplementador e uma única classe TPolítica. Através do conceito de polimorfismo, deriva-se de TPolítica as diversas políticas operacionais implementadas no simulador. Essas classes derivadas de TPolítica serão detalhadas no item 4.4.7 Políticas Operacionais.

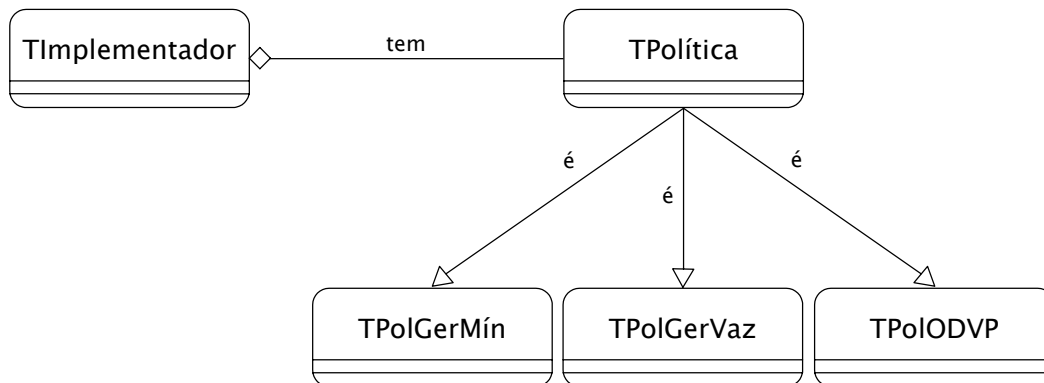


Figura 4.11. Diagrama de classes do simulador: divisão entre implementador e as políticas operacionais.

A importância do uso do conceito de polimorfismo é devido a sua capacidade de propiciar a adição de novas metodologias de operação ao conjunto de políticas gerenciadas pelo sistema HydroLab. A divisão de responsabilidades repercute em um maior grau de eficiência nos projetos de expansão do sistema HydroLab. Outros exemplos sobre a modularidade e polimorfismo de elementos do sistema HydroLab serão apresentados no Capítulo 6.

4.4.5 Processo de Simulação

Uma vez que os processos de simulação e decisão estão separados no modelo matemático e na implementação computacional, pode-se apresentar separadamente os processos de cálculo das respectivas tarefas.

Inicialmente, faz-se uma descrição do processo de simulação e das características do equacionamento da operação de um sistema hidrotérmico. A descrição das variáveis e de alguns conceitos estão baseados no modelo matemático adotado para o sistema gerador, conforme a descrição feita no Capítulo 2. Em seguida, faz-se a descrição do processo de decisão que foi delegado à entidade política operacional. Por se tratar de um tema importante para a compreensão do simulador, este processo será descrito em um item separado.

A estrutura do processo de simulação é bastante simples e pode ser representada na forma de um esquema de atividades seqüenciais, conforme ilustração da Figura 4.12. Cada atividade apresentada nesta figura tem um breve detalhamento feito em seguida.

- **Preparar Dados:** Nesta etapa faz-se a coleção e preparação de todos os dados configurados para o estudo de simulação. Um exemplo da massa de dados existente em um estudo de simulação pode ser estimada pela lista de dados contidos na Tabela 4.1. Vale lembrar que muitos dos dados têm a dimensão do número de usinas I x número de intervalos T .
- **Tomada de Decisão (balanço *ex-ante*):** esta etapa encarrega-se de buscar, na política operacional do sistema, a decisão para um determinado intervalo t . A decisão é definida pelos valores das vazões turbinada e vertida para cada usina em operação no intervalo t . Ao se tomar uma decisão de quanto turbinar e/ou verter neste estágio da simulação, não são conhecidos os valores das vazões afluentes naturais das usinas no intervalo t e posteriores. A política tem acesso apenas ao passado de operação do sistema, ou seja, informações anteriores ao intervalo t . Assim, cada política deve determinar uma estimativa da vazão afluente para cada usina, com objetivo de avaliar previamente as conseqüências de suas decisões. Essa avaliação baseia-se no cálculo do balanço hidráulico de cada usina, denominado *ex-ante*, utilizando as estimativas de vazão. Como essas estimativas de vazão afluente normalmente não se verificam, o processo de tomada de decisão pode ser retomado com informações fornecidas pelo implementador.
- **Balanço Hidráulico *ex-post*:** Depois que a política operativa designa uma determinada decisão operativa, um balanço hidráulico *ex-post* verifica a factibilidade da decisão em função dos valores reais das vazões afluentes. Este conjunto de vazões faz parte do conjunto de dados de entrada, sobre o qual se está simulando a operação do sistema hidrelétrico. O balanço *ex-post* baseia-se no cálculo do balanço de massas para cada um dos reservatórios do sistema gerador. Esta equação de balanço será apresentada, em detalhes, mais adiante neste item. Vale ressaltar que esta etapa é totalmente independente da anterior.

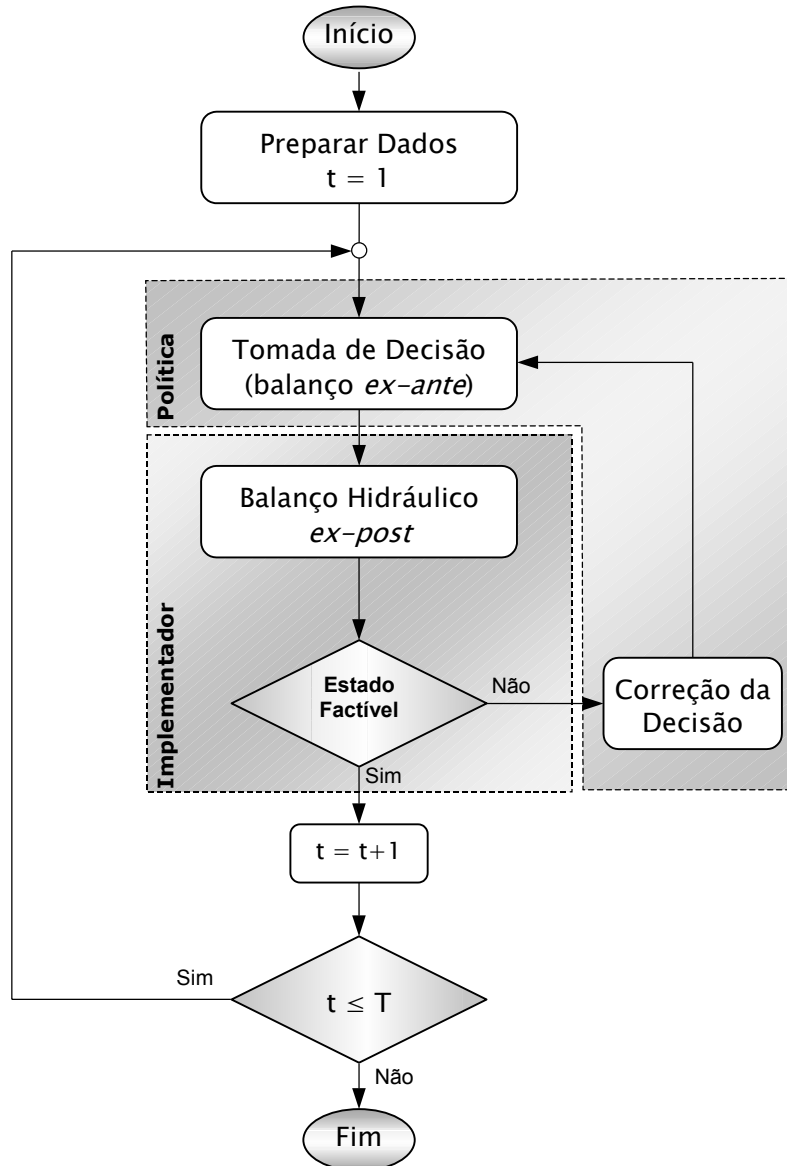


Figura 4.12. Representação esquemática do processo de simulação.

- Estado Factível:** Uma vez calculado o valor do balanço hidráulico com os valores reais das vazões afluentes das usinas, uma lista de restrições é verificada para garantir que não existem inconsistências na decisão indicada pela política. As verificações determinam a violação ou atendimento dos seguintes limites: turbinagem e defluência mínimas e máximas e vertimento máximo (verifica se foi possível implantar as decisões de vazão indicadas pela política); limites mínimo e máximo de operação do reservatório (teste de factibilidade quanto ao novo estado do sistema gerador) e a capacidade mínima e máxima de geração (teste de factibilidade quanto à produção de energia). Se a decisão da política adequa-se às restrições e o sistema foi levado a um estado de operação factível, move-se o processo de simulação para o próximo intervalo

do horizonte. Caso exista um problema de factibilidade, o simulador representa a ação de ajuste da decisão através de um novo pedido à política operativa. Neste ponto do processo, são fornecidas informações sobre o intervalo t para a política operativa, somadas a um detalhamento do estado inactível que a decisão *ex-ante* provocou. A política pode, então, modificar suas decisões de forma a manter a factibilidade e consistência do sistema no instante t de simulação.

Como pode-se notar na descrição anterior, o modelo de simulação concentra-se, principalmente, na operação de um conjunto de usinas hidrelétricas durante um determinado período de tempo, repetido este procedimento para cada um dos intervalos de tempo definidos no horizonte de estudo. Uma vez obtido o bloco de geração hidráulica, o simulador delega ao sistema termelétrico a tarefa de atendimento do mercado em complementação ao parque hidrelétrico. Caso não haja disponibilidade de geração, ou exista falta de capacidade instalada, o simulador registra a ocorrência de déficit de geração.

4.4.6 Formulação Matemática

A aplicação de uma decisão baseia-se no cálculo do balanço de massa de água dos reservatórios, chamado de *balanço hidráulico*. Para esse cálculo deve-se considerar os dados que aumentam o armazenamento, como por exemplo, a vazão incremental, e os dados que reduzem armazenamento, como as perdas por evaporação. Após realizado o balanço de massas, segue-se o procedimento de cálculo que verifica a existência de alguma violação das restrições operativas, conforme descrição feita anteriormente.

Para facilitar o entendimento do cálculo do balanço hidráulico, pode-se representar os estágios de operação de cada usina, a cada intervalo de tempo, como uma rede de nós e arcos de todo o sistema em simulação. Essa representação é semelhante àquela utilizada no modelo de otimização HydroMax na representação da rede hidráulica para o modelo de otimização de fluxo em redes.

Uma metodologia semelhante à do HydroMax é utilizada na formulação do problema de simulação. Cabe salientar que a rede hidráulica em questão é responsável por uma estrutura de dados que facilita a implementação do simulador, além de ter influência direta no seu alto desempenho computacional. Exemplos desse desempenho serão apresentados no Capítulo 7.

O primeiro passo, nessa representação, é considerar que cada nó da rede está relacionado ao comportamento de uma usina hidrelétrica durante um intervalo de tempo. Os arcos da rede representam o volume armazenado nos reservatórios e a defluência das usinas nos vários

intervalos. A defluência é decomposta nas parcelas de vazão turbinada e vazão vertida. A vazão incremental que chega a uma determinada usina em um determinado intervalo de tempo é tratada como uma injeção no nó, assim como é feito para a soma das vazões descarregadas pelas usinas imediatamente à montante. De forma análoga os valores de evaporação e uso consuntivo do reservatório são colocados como arcos que saem do nó.

A equação de equilíbrio de fluxos de cada nó representa a equação de balanço de água decorrente da aplicação da decisão (Figura 4.13). As restrições de limites para as variáveis de volume e defluência são representadas pelas canalizações impostas aos arcos da rede.

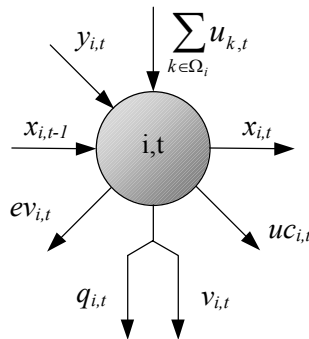


Figura 4.13. Representação da equação de balanço hidráulico a partir da definição do nó da rede.

A equação de balanço, então, pode ser escrita como:

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - (q_{i,t} + v_{i,t} + ev_{i,t} + uc_{i,t}) \right) \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad (4.15)$$

onde:

- $x_{i,t}$: volume da usina i ao final da operação do período t [hm^3];
- $x_{i,t-1}$: volume da usina i no início da operação do período t [hm^3];
- $y_{i,t}$: vazão incremental afluenta à usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;
- $q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $ev_{i,t}$: efeito de evaporação do reservatório da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $uc_{i,t}$: uso consuntivo do reservatório da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- Δt_t : tamanho do intervalo t [s];

A vazão defluente da usina é computada como a soma da vazão turbinada com a vazão vertida:

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (4.16)$$

Depois de realizado o cálculo do balanço hidráulico, faz-se a verificação de atendimento às restrições impostas as variáveis de operação. As variáveis de volume armazenado são limitadas pelos valores mínimo e máximo operacionais. O mesmo critério é válido para as vazões turbinada, vertida e defluente, conforme apresentado a seguir. A única diferença ocorre para o engolimento máximo, o qual é calculado como uma função da altura de queda líquida disponível.

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad (4.17)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{li,t}) \quad (4.18)$$

$$\underline{v}_{i,t} \leq v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t} \quad (4.19)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad (4.20)$$

O cálculo da geração hidrelétrica de uma usina i durante um determinado intervalo t , é realizado considerando-se o armazenamento médio durante o referido período de operação, conforme descrito no Capítulo 2. O cálculo da altura de queda líquida média do intervalo utiliza-se dos polinômios Cota x Volume do reservatório, Cota x Vazão do canal de fuga e das perdas hidráulicas no circuito hidráulico. Considera-se, também, o rendimento médio dos conjuntos turbina/gerador.

$$p_{i,t} = k_i \cdot \eta_{i,t} \cdot h_{li,t} \cdot q_{i,t} \quad [\text{MW}] \quad (4.21)$$

$$h_{li,t} = \phi(x_{i,t}^{med}) - \theta(u_{i,t}) - h_{p_{i,t}} \quad [\text{m}] \quad (4.22)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad [\text{hm}^3] \quad (4.23)$$

A geração hidrelétrica total de um certo intervalo t é dada pela soma das gerações individuais das usinas em operação nesse período:

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad [\text{MW}] \quad (4.24)$$

A geração termelétrica é calculada como complementação à geração hidrelétrica no atendimento do mercado:

$$G_t = M_t - P_t \text{ [MW]} \quad (4.25)$$

Caso não haja disponibilidade de geração, ou exista falta de capacidade instalada, o simulador registra a ocorrência de déficit de geração e o valor de seu respectivo custo.

4.4.7 Políticas Operacionais

De acordo com o funcionamento do simulador, cabe à política operacional do sistema a responsabilidade de decidir a maneira de operar o sistema em um determinado intervalo t . O simulador repete essa requisição das decisões a cada intervalo do horizonte de simulação.

Em termos das variáveis apresentadas para o problema de planejamento, uma decisão de operação tomada pela política operacional consiste nos valores de vazão turbinada e vazão vertida a serem realizadas pelo sistema de geração durante um intervalo do horizonte. De posse da decisão de turbinagem e vertimento, o simulador efetua o balanço hidráulico e leva o sistema gerador para um novo estado de armazenamento. Além disso, o simulador confere a consistência da decisão verificando se o novo estado é factível e se todas as restrições de operação do sistema não foram violadas.

As políticas diferem entre si, preferencialmente, pela forma como essas determinam as decisões de vazão turbinada e vertida. Normalmente, a decisão é tomada levando-se em conta um objetivo que acaba por caracterizar o comportamento da política operacional. No próximo item, serão apresentadas as políticas implementadas no modelo HydroSim.

4.4.8 Geração Mínima Total Pré-Definida

A primeira política implementada para o módulo HydroSim LP é aquela que possui uma meta pré-definida de geração hidrelétrica mínima do sistema. As características desta política permitem fazer um paralelo com o modelo de simulação MSUI utilizado no setor elétrico brasileiro. Outra funcionalidade para essa política será analisada quando se fizer a associação de suas características com o conceito de energia firme de um sistema hidrelétrico. Mais detalhes são encontrados em Cicogna e Soares (2001).

A decisão de geração total não é suficiente para o processo de determinação das vazões turbinada e vertida. A principal questão a ser respondida é como desagregar um montante de geração total entre as usinas do sistema gerador.

A solução desse problema requer uma metodologia de regras operativas de enchimento e deplecionamento em reservatórios de acumulação. Isso se deve ao fato de que, sob o ponto de vista da operação energética, exceto por pequenas variações de volume, não há controle direto sobre as usinas com reservatório a fio d'água. Somente as usinas com reservatório de acumulação podem variar a quantidade de água armazenada e alterar as vazões defluentes do sistema. Isto confere as usinas com reservatório de acumulação a característica de *pontos de controle* da operação de um sistema hidrelétrico.

As regras para operação de reservatórios implementadas nesse trabalho são baseadas na idéia de se definir um escalar λ , no intervalo $0 \leq \lambda \leq 1$, e parametrizar o volume de cada usina em função desse escalar (Cruz e Soares, 1996 e 1999). Assim, o volume de cada usina com reservatório de acumulação seria determinado pela seguinte equação:

$$x(\lambda) = \underline{x} + f(\lambda)(\bar{x} - \underline{x}) \quad [\text{hm}^3] \quad (4.26)$$

onde:

- $x(\lambda)$: volume da usina em função do escalar λ [hm³].
- $f(\lambda)$: regra de operação que define o volume da usina em função do escalar λ .

O escalar λ representa a porcentagem de armazenamento do sistema e pode ser medido, por exemplo, pela proporção entre energia armazenada e a energia armazenada máxima no sistema.

Ao se relacionar o armazenamento de cada reservatório de acumulação com um único parâmetro escalar de operação global do sistema, se estabelece, implicitamente, uma regra operativa capaz de definir perfeitamente quanto cada reservatório deve guardar ou gastar a cada intervalo.

Para que a função $f(\lambda)$ seja uma regra de operação do reservatório, é necessário que essa respeite os estados de armazenamento máximo e mínimo do sistema, conforme definido a seguir:

$$f(0) = 0; \quad f(1) = 1 \quad (4.27)$$

A modelagem a sistema equivalente, como a adotada no setor elétrico brasileiro a décadas, requer a adoção de regras de operação de reservatórios para agregar o sistema hidrelétrico em um único reservatório de energia (Terry, 1980). Esse modelo utiliza uma regra simples de enchimento/deplecionamento dos reservatórios para resolver o problema de

desagregação das decisões de geração do sistema. Essa regra estabelece que todos os reservatórios devam estar sempre com porcentagens iguais de seus volumes úteis, ou seja, em termos percentuais, todos os reservatórios enchem ou deplecionam simultaneamente.

Devido a essa característica de sincronismo dos reservatórios, essa regra é conhecida como *regra paralela*, e pode ser expressa por uma função linear do parâmetro escalar λ , conforme exemplo da Figura 4.14.

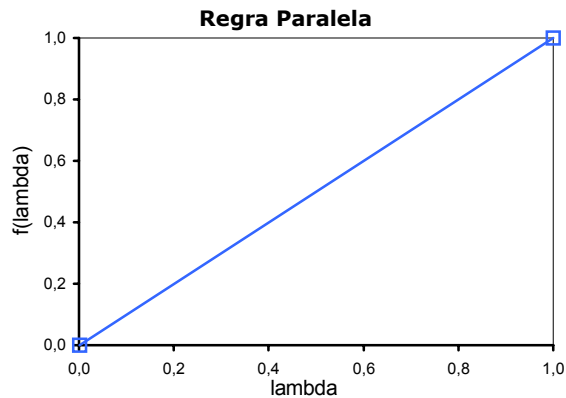


Figura 4.14. Regra paralela para a operação de reservatórios.

A principal limitação desse tipo de regra é que ela impõe o deplecionamento simultâneo de todas as usinas do sistema hidrelétrico, o que mostra-se conflitante com resultados de modelos de otimização, como os fornecidos pelo modelo HydroMax, os quais indicam uma ordem de deplecionamento de montante para jusante, e de armazenamento de jusante para montante (Soares e Carneiro, 1993 e Cruz e Soares, 1999). Um exemplo de regra linear por partes que reflete tal aspecto da solução ótima foi construído por meio da análise da operação ótima das usinas do Rio Paranapanema (Figura 4.15).

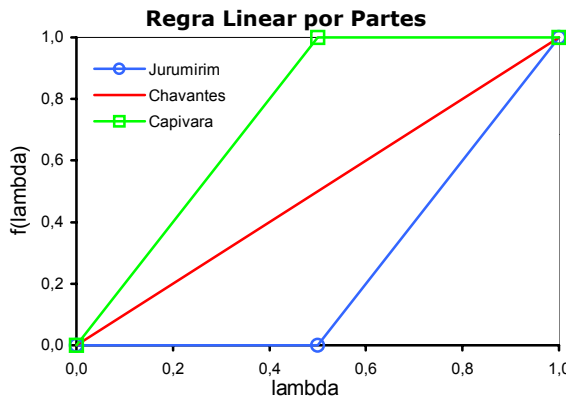


Figura 4.15. Regra linear por partes para as usinas do Rio Paranapanema.

A política de geração total pré-definida pode desagregar a geração entre as usinas utilizando tanto regras paralelas, como também regras de operação de reservatórios que considerem aspectos da solução ótima do problema de planejamento. O programa HydroSim LP possui um módulo especial para a criação de regras de operação de reservatórios. Essa ferramenta será apresentada mais adiante, no item que trata da interface gráfica do módulo HydroSim LP.

Uma vez definido a representação de regra de operação para reservatórios, parte-se para o detalhamento do processo de decisão encontrado internamente à política operacional de geração hidrelétrica pré-definida. Assim como foi feito para o processo de simulação, faz-se, na Figura 4.16, um esquema que ajuda a tornar claro o processo de decisão.

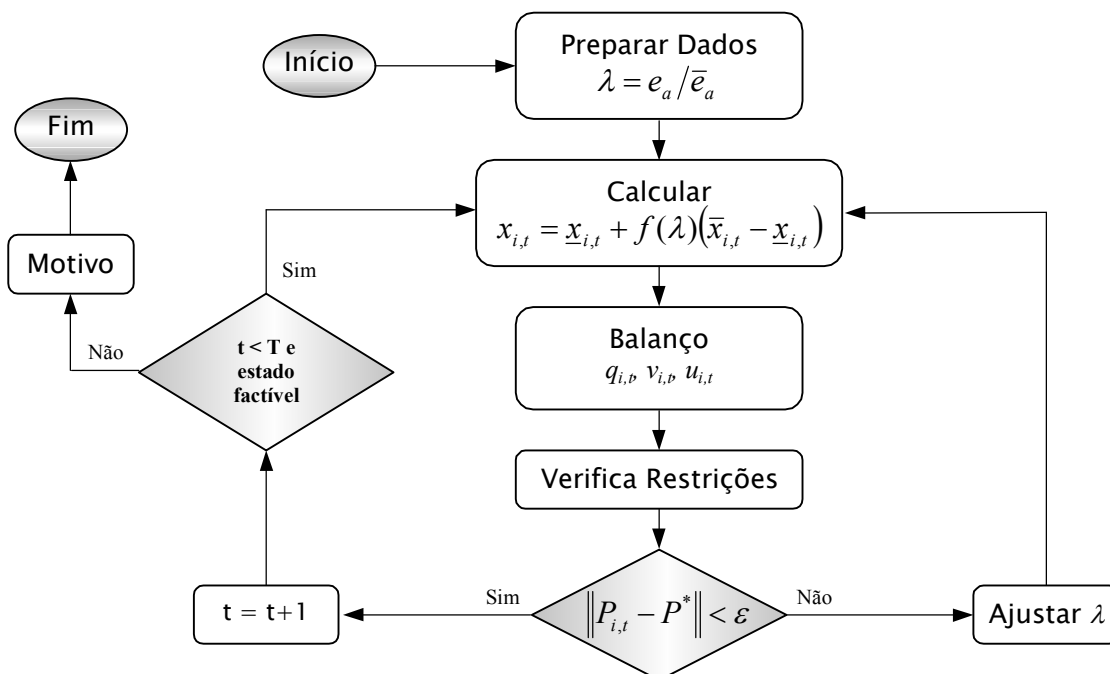


Figura 4.16. Esquema do processo de decisão de geração hidrelétrica total constante.

- **Preparar Dados:** nessa etapa, a política requisita ao simulador os dados de armazenamento no início do intervalo e vazão incremental. Com esses dados, calcula-se a energia armazenada e estima-se o valor inicial do escalar λ .
- **Calcular Armazenamento em Função das Regras:** esse procedimento utiliza as regras de operação de reservatórios para determinar o estado final de armazenamento do intervalo t . O escalar λ é fornecido como dado de entrada para as regras.
- **Balanço Hidráulico:** nessa etapa, faz-se o balanço hidráulico dos reservatórios, determinando-se os valores de vazão turbinada e vertida.

- **Verificar Restrições:** O conjunto de restrições operativas do sistema é verificado com objetivo de identificar algum problema de factibilidade para o estado de operação das usinas.
- **Verifica Meta:** nesse momento, faz-se um teste de convergência para verificar se a meta de geração mínima total foi atendida. Em caso de falha, deve-se corrigir escalar λ , aumentando ou diminuindo seu valor proporcionalmente ao excesso ou escassez de geração hidrelétrica, em relação ao valor pré-definido. Em caso de sucesso, a política informa ao simulador a decisão e pode-se partir para o próximo intervalo;

O método de correção do fator de acoplamento é feito por meio de um método de busca de primeira ordem chamado *método das secantes* (Luenberger, 1984). Esse método é baseado na utilização de duas informações consecutivas de λ e de geração hidrelétrica P para a construção de uma terceira estimativa para λ . O uso dessa técnica permite calcular o fator de acoplamento que atende a meta P^* com apenas três ou quatro iterações, devido ao formato favorável da função $P(\lambda)$. Na Figura 4.17, vê-se duas aproximações λ_1 e λ_2 que permitem, através de uma secante pela função $P(\lambda)$, calcular uma terceira aproximação λ_3 .

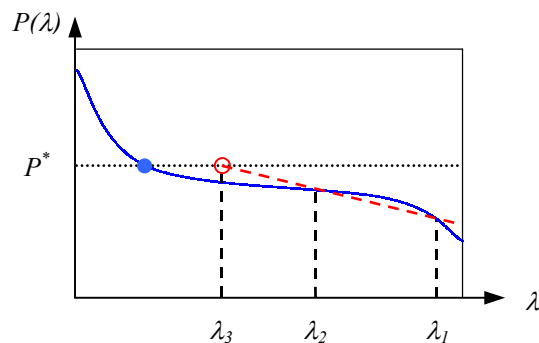


Figura 4.17. Esquema do método de ajuste do fator de acoplamento via retas secantes.

Uma aplicação interessante da política de geração constante é a determinação da energia firme de um sistema hidrelétrico. Para isso, considerem-se as definições a seguir.

Energia Firme de um sistema gerador é o maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, sem ocorrência de déficit, no caso de repetição das aflúncias do registro histórico.

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 partir da definição de energia firme, pode-se concluir que o simulador e a política de geração hidrelétrica total pré-definida podem ser utilizados como ferramentas para descobrir, sobre um histórico de vazões, qual a máxima geração capaz de ser produzida continuamente, sem a existência de déficit.

O procedimento é simples: primeiro escolhe-se um valor para o mercado. Uma boa aproximação é 50% da potência instalada do sistema hidrelétrico. Executa-se uma simulação que tem como objetivo atender esse mercado por todo o histórico. O segundo passo vem da análise dos resultados. Duas situações são possíveis: na ocorrência de déficit, deve-se diminuir o valor do mercado meta, e refazer a simulação até que se encontre uma solução sem déficit; na inexistência de déficit, deve-se verificar se em algum intervalo o sistema deplecionou-se por completo. Em caso negativo, deve-se aumentar o valor de mercado e refazer a simulação. Quando o processo convergir, o mercado atendido será a energia firme do sistema gerador sobre o histórico simulado.

Esse procedimento será ilustrado no item que apresenta a interface gráfica do módulo HydroSim LP. Poder-se-á comprovar que a energia firme do sistema é determinada após algumas poucas iterações.

4.4.9 Otimização Determinística com Vazões Previstas (ODVP)

Essa política operacional utiliza um previsor de vazões para suprir os dados de entrada de um modelo de otimização determinística. Do conjunto de decisões ótimas, utiliza-se a decisão do primeiro intervalo. Para o próximo intervalo de tempo, repete-se o procedimento de previsão seguida de otimização.

A metodologia empregada nessa política é construída utilizando-se os modelos HydroPrev e HydroMax, descritos anteriormente. Cabe salientar que essa política operacional visa a otimização e o tratamento da estocasticidade do problema de planejamento energético, colocando-se como uma real opção para a operação de sistemas hidrotérmicos.

4.4.10 Geração ou Vazão Defluente Por Usina

Essa política é a mais abrangente dentre as políticas implementadas nesse trabalho. O requisito de se estabelecer a geração a ser produzida ou a vazão defluente a ser descarregada, para cada usina e para cada intervalo de tempo, permite simular qualquer tipo de decisão. A abrangência dessa política é tão ampla que a mesma foi implementada no simulador de curto prazo que será apresentado no próximo capítulo.

É interessante analisar a relação de controle *versus* comprometimento dessa política operacional. A determinação das trajetórias de geração hidrelétrica ou vazão defluente aproximam o usuário da decisão final passada ao implementador embutido no modelo HydroSim. Isso pode ser entendido como um grau elevado de controle disponível nessa política. Por outro lado, o usuário tem a responsabilidade de fornecer trajetórias factíveis que propiciem a obtenção de um resultado que respeite o conjunto de restrições do problema de simulação. Isto cria uma relação de comprometimento com a qualidade das decisões fornecidas como dados de entrada.

Para usuários com conhecimento sobre o problema de operação hidráulica, esta política pode se tornar uma ferramenta que reproduz com fidelidade a experiência do usuário. Para usuários iniciantes no problema de simulação hidrelétrica, essa política torna-se uma ferramenta de aprendizagem da relação decisões/resultados, uma vez que ela exige trajetórias de variáveis muito próximas às decisões que serão fornecidas ao módulo implementador.

Note-se a mesma análise feita para a política de geração total pré-definida. Nessa política a operação segundo uma regra diminui um pouco a responsabilidade do usuário no processo de fornecimento de trajetórias de decisão. No entanto, os resultados que se obterão com a simulação do sistema encontram-se mais distantes da capacidade de controle do usuário.

Conclui-se ao final dessa descrição das políticas operativas contidas no modelo HydroSim que os recursos de simulação do sistema HydroLab cobrem, com folga, todos os requisitos necessários à solução do problema de planejamento da operação. Além disso, a existência de uma família de políticas operacionais permite aos usuários do HydroSim realizarem comparações ainda inéditas para as várias formas de se operar o sistema interligado nacional. Algumas dessas comparações serão feitas nos estudos de caso do Capítulo 7.

4.4.11 O Módulo HydroSim LP

Esse item tem o objetivo de apresentar a interface gráfica para o módulo computacional de simulação hidrotérmica de médio e longo prazo do programa HydroLab, aqui chamado de HydroSim LP.

A apresentação inicia-se com a demonstração do módulo de criação de regras de operação para reservatórios de acumulação, de acordo com os conceitos apresentados no item 4.4.8 Geração Mínima Total Pré-Definida, onde se discutiu a importância dessas regras para um tipo especial de política operativa que tem a geração hidrelétrica total pré-definida.

Conforme citado na apresentação do módulo HydroPrev, o padrão de funcionamento da interface gráfica do sistema HydroLab, quanto ao gerenciamento de estudos, foi descrito na apresentação dos modelos HydroMax e HydroPrev. Pode-se, então, descrever primeiramente a interface de dados de entrada de um estudo de simulação, seguido da apresentação dos recursos de análise dos resultados.

O módulo de simulação possui uma ferramenta especial para ajudar o usuário nas tarefas de criação e ajuste de regras operativas (enchimento/esvaziamento) para reservatórios de acumulação. Estas ferramentas foram armazenadas como um módulo subordinado à categoria HydroSim do gerenciador de estudos, conforme pode ser verificado na Figura 4.18. Dessa forma, a criação de regras segue o padrão de gerenciamento de estudos, facilitando as tarefas do usuário de organização e gerenciamento de suas regras de reservatórios.

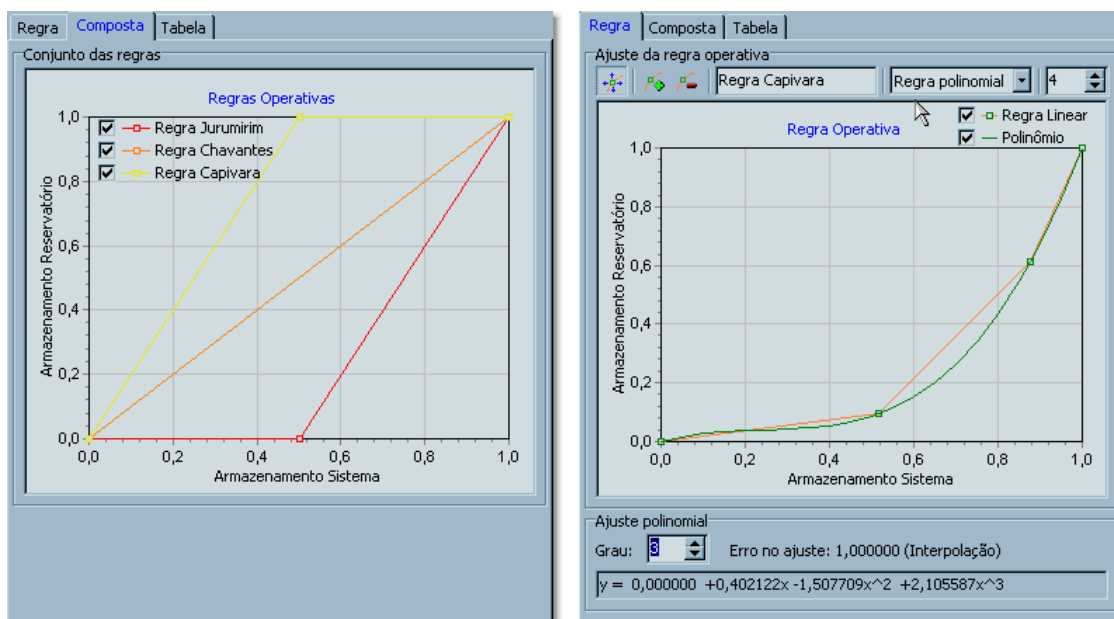


Figura 4.18. Regras operativas que consideram o comportamento da solução ótima.

Na Figura 4.18b, pode-se constatar o recurso de ajuste polinomial para uma regra que possui quatro pontos. O polinômio ajustado é de terceiro grau e, portanto, o fator de ajuste é igual a 1, por se tratar de uma interpolação polinomial. No quadro *Ajuste* polinomial pode-se verificar o erro de ajuste e os coeficientes do polinômio visualizado no gráfico.

O usuário pode interagir no processo de ajuste utilizando o *mouse* e a propriedade de arrastar do sistema operacional *Windows*. Um exemplo desse recurso pode ser visualizado na Figura 4.19. Os pontos definidos pelo usuário podem ser movidos pelo quadrante [0,1], até que se obtenha o formato desejado para a regra. Se a regra é do tipo polinomial, o ajuste do polinômio é

recalculado automaticamente a cada novo movimento dos pontos. Esse recurso de arrastar os pontos com o *mouse* torna fácil a tarefa de criação das regras lineares por partes apresentadas na Figura 4.18a.

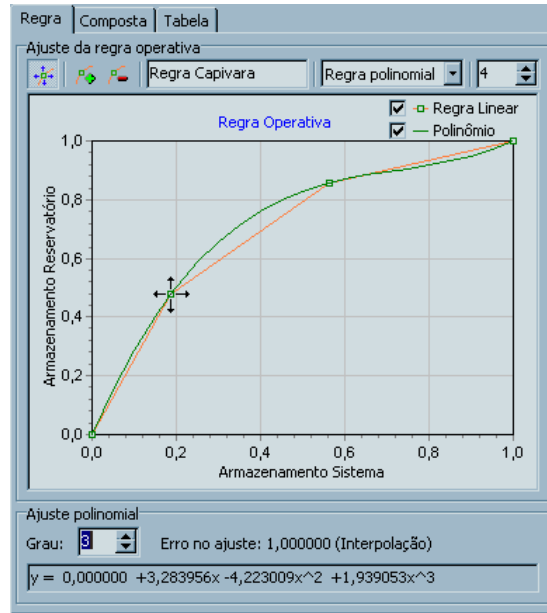


Figura 4.19. Ajuste da regra utilizando a propriedade de arrastar com o mouse.

Por fim, destaca-se a implementação de um comportamento diferenciado da interface gráfica do sistema HydroLab existente no módulo de regras. Nesse módulo, faz-se necessário que os resultados de um estudo de regras tenham a capacidade de edição de seus valores, assim como é comum para as tarefas de configuração dos dados de entrada dos estudos.

Na Figura 4.20, vê-se o arranjo geral dos dados de entrada de um estudo de simulação da operação das usinas localizadas no Rio Grande. Esse estudo utiliza o histórico de vazões naturais afluentes dessas usinas, sendo que esses dados são fornecidos pelo banco de dados HydroData.

No quadro gerenciador de estudos, à esquerda, nota-se a existência de onze estudos sob a categoria HydroSim/Simulação LP. O estudo de nome *Grande Lin*, selecionado para visualização no quadro de conteúdo, será utilizado na descrição dos recursos gráficos para a configuração de um estudo de simulação.

O quadro de conteúdo segue o padrão de apresentar duas abas comuns a todos os estudos: *Dados* e *Resultados*. Para um estudo de simulação, a aba de dados subdivide-se em seis abas para a organização dos dados de entrada. As seis abas servem para a configuração do parque gerador hidrotérmico e para a escolha do cenário hidrológico. Essas abas possuem

recursos semelhantes aos apresentados para os módulos HydroMax e HydroPrev descritos anteriormente. Faz-se destaque para a aba *Política*, na qual pode-se selecionar as políticas operacionais descritas nesse capítulo. Na Figura 4.20, nota-se a política de *Geração Mínima* selecionada e sua interface de configuração de dados demonstra o valor da meta estabelecida.

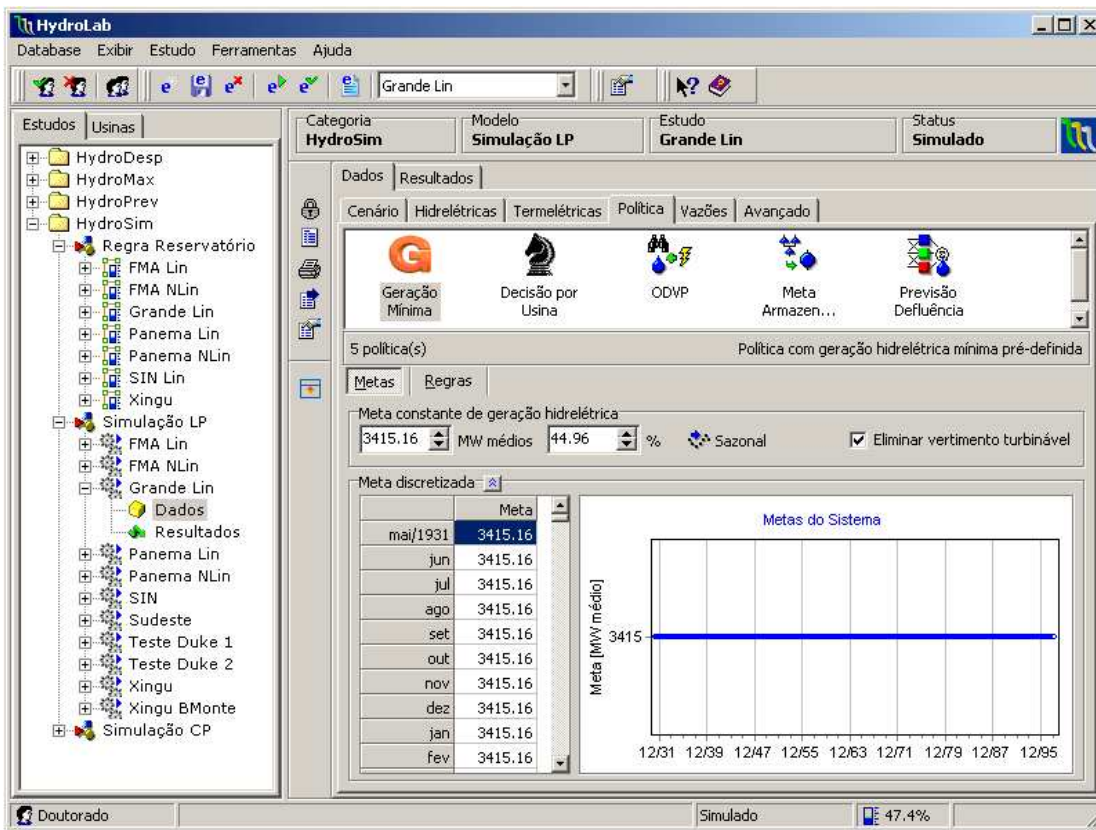


Figura 4.20. Dados de entrada de um estudo de simulação no módulo HydroSim LP.

A interface gráfica de análise dos resultados do módulo HydroSim LP é compartilhada com a interface apresentada para o módulo HydroMax. Isso pode ser feito pois a natureza dos dados é a mesma, como, por exemplo, as trajetórias de volume, vazões, cotas, energia e custos. Essa característica de compartilhamento de elementos comuns entre módulos reflete o projeto orientado a objetos do sistema HydroLab (Capítulo 6).

A apresentação dos recursos gráficos para análise dos resultados foi dividida em duas categorias: *Sistema* e *Por usina*. O objetivo foi separar os resultados relacionados à operação global do sistema dos resultados de cada uma das usinas do parque gerador.

Na Figura 4.21, tem-se uma visão geral do arranjo gráfico dos resultados do estudo de simulação da operação das usinas do Rio Grande, já utilizado no estudo apresentado anteriormente.

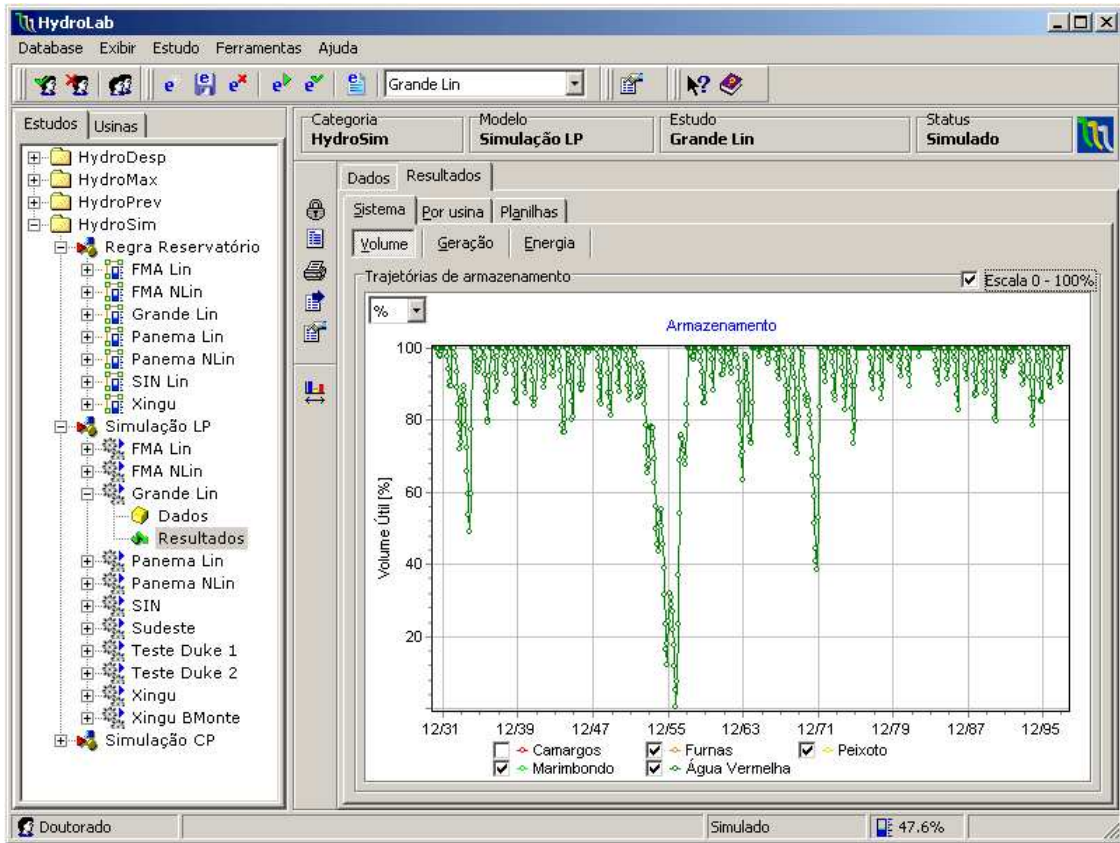



Figura 4.21. Análise dos resultados do módulo HydroSim.

Assim como foi verificado nos estudos de previsão de vazões, os gráficos de resultados não oferecem elementos suficientes para a análise de detalhes das trajetórias. Isso ocorre devido à extensão dos horizontes encontrados em estudos de previsão e simulação.

Para resolver esse problema, foi implementada uma função de *zoom* das escalas temporais semelhante àquela utilizada para resolver o mesmo problema do módulo HydroMax e HydroPrev. A opção de apresentar ou esconder os editores que permitem o *zoom* é controlada pelo botão . Cabe salientar que, nos testes realizados para a aferição do desempenho da interface gráfica, esse recurso foi considerado bastante útil pelos usuários do sistema.

Na Figura 4.21, pode-se notar o período crítico do histórico de vazões das usinas do Rio Grande. Esse tipo de análise é um bom exemplo de utilização das ferramentas de *zoom* citadas anteriormente. Na Figura 4.22, faz-se um uma escolha de apresentação da trajetória de volume útil das usinas de abril/1951 até março/1961. É interessante notar que os gráficos apresentados na aba de resultados têm suas escalas temporais em sincronia com as opções configuradas nos quadros *Período* ou *Páginas*, não sendo necessário a repetição de escalas ao se escolher outro gráfico para análise.

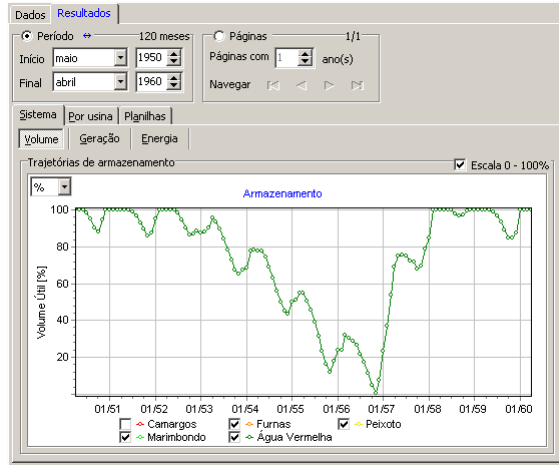


Figura 4.22. Período crítico das usinas do Rio Grande.

Na aba *Por usina*, têm-se opções de visualização dos resultados individuais de cada usina hidrelétrica. Na Figura 4.23, pode-se constatar o arranjo geral dos recursos gráficos para a análise em separado dos resultados. Destaca-se, nesta figura, a ferramenta de zoom das escalas temporais, que combinada à seleção de usinas pelo quadro *Usinas hidrelétricas*, constituem uma ferramenta intuitiva e ágil para o detalhamento da análise dos resultados.

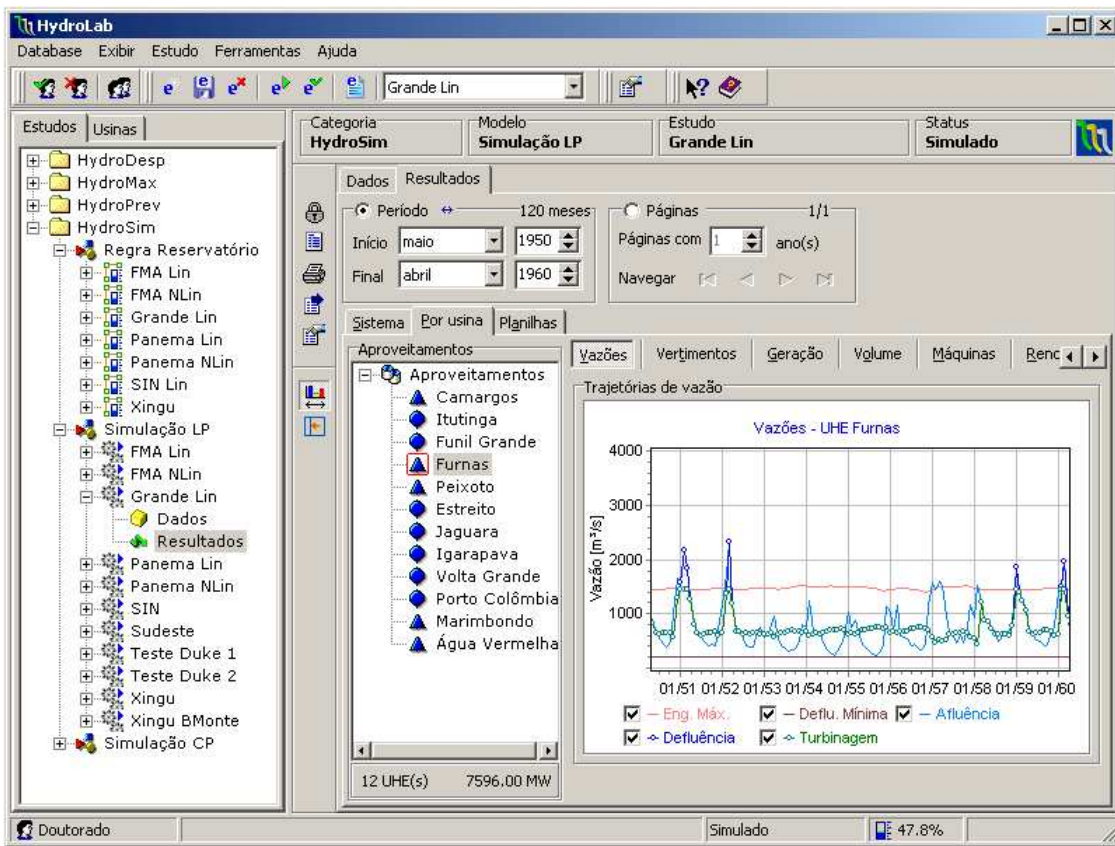


Figura 4.23. Trajetórias de vazão de cada usina.

Os recursos de análise dos resultados são bastante amplos e permitem visualizar as variáveis que descrevem a simulação hidrotérmica. Como exemplo dessa especialização, mostra-se na Figura 4.24 a opção de visualização dos níveis de montante e jusante do reservatório de Furnas, além das trajetórias de altura de queda bruta e líquida.

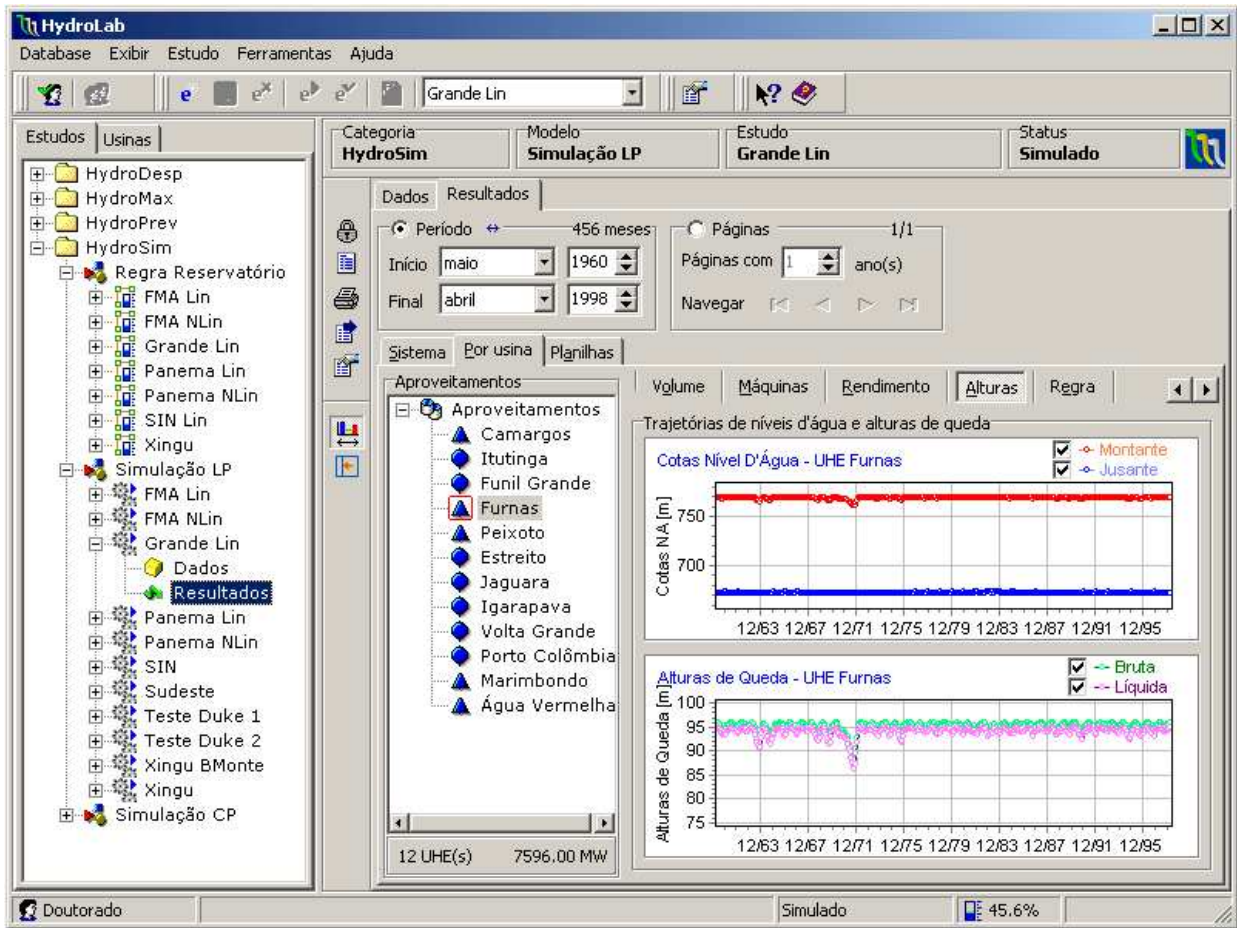


Figura 4.24. Trajetórias de níveis de montante e jusante e alturas de queda bruta e líquida.

Encerra-se aqui a apresentação do módulo de simulação do sistema HydroLab. Uma parte da análise dos resultados do simulador, quanto à comparação do desempenho das regras de reservatório, será demonstrada no Capítulo 7. Pode-se afirmar, que o sistema de simulação encontra-se em perfeitas condições para a sua real utilização no problema de planejamento energético.

Em branco

Capítulo 5

Programação da Operação

Este capítulo descreve a cadeia de modelos desenvolvidos para a solução do problema de Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Serão apresentados os modelos de otimização determinística para o despacho de máquinas e de geração, e simulação da operação de sistemas hidrelétricos. O capítulo possui ilustrações da implementação computacional feita para cada modelo, sendo esses gerenciados pelo programa HydroLab em seus módulos de otimização e simulação de curto prazo, respectivamente.

5.1 Programação da Operação

O objetivo principal da programação da operação de curto prazo do sistema hidrotérmico é compatibilizar a operação dos sistemas hidráulico e elétrico ao longo de horizontes de curto prazo (de alguns dias até duas semanas), respeitando as metas energéticas estabelecidas pelo planejamento da operação realizada em horizonte de médio e longo prazo (Arce, 1999).

Devido à proximidade da operação em tempo real, a programação da operação requer uma representação das restrições elétricas, as quais são ignoradas no planejamento da operação em horizonte de médio ou longo prazo. No horizonte de curto prazo, a modelagem das usinas hidrelétricas também recebe algumas modificações para adequação com as características do problema. Por exemplo, em curto prazo os reservatórios possuem faixa de operação, mesmo para as usinas a fio d'água; o cálculo do rendimento das máquinas deve ser preciso, considerando as curvas colina, ao invés do uso de coeficientes médios de rendimento; o tempo de viagem das vazões descarregadas até o reservatório de jusante devem ser consideradas; supõe-se disponível uma boa aproximação das vazões afluentes e de demanda de carga, podendo-se classificar o problema como determinístico (Soares e Ohishi, 1989 e 1995).

A cadeia de modelos para realizar a programação da operação proposta neste trabalho baseia-se na utilização de um modelo de otimização determinística para o despacho de máquinas e de geração, sendo os resultados desse modelo validados por um simulador da operação hidráulica de curto prazo. A composição desses dois modelos permitir criar uma estratégia de programação da operação que utiliza modelos de otimização para determinar o ponto ótimo de operação das unidades geradoras, ao mesmo tempo que verifica-se um grande conjunto de restrições do sistema hidráulico através de simulação.

Os modelos desenvolvidos para a programação da operação são descritos a seguir.

- **HydroDesp**: modelo de otimização determinística do despacho de máquinas e de geração em usinas hidrelétricas. Nesse modelo é utilizada uma metodologia de aferição das perdas de geração hidrelétrica para compor sua função objetivo, junto com os custos de combustível de geração termelétrica e os custos de partida e parada das unidades geradoras.
- **HydroSim**: modelo de simulação da operação de sistemas hidrelétricos. Nesse modelo são representados, de forma individualizada, os conjuntos de turbinas/geradores a serem simulados, bem como uma grande coleção de restrições relacionadas às condições operativas das usinas hidrelétricas em horizonte de curto prazo (por exemplo: tempo de viagem, operação de comportas e controle de cheias).

5.2 Critério de Desempenho

A análise que segue detalha os fatores que influenciam a eficiência de uma unidade geradora hidrelétrica e o seu comportamento no contexto da operação de curto prazo do sistema. Entende-se por eficiência de uma unidade hidrelétrica a razão de transformação da energia potencial da água armazenada no reservatório em energia elétrica. Matematicamente, a transformação da energia potencial em energia elétrica é dada pela função de produção de energia elétrica. A eficiência está relacionada com a chamada *produtibilidade* da unidade geradora hidrelétrica, a qual depende, em última instância, do volume armazenado no reservatório e das vazões turbinada e vertida, sendo descrita pelos três primeiros termos da equação a seguir:

$$p(x, u, q) = k \cdot \eta_{ig} \cdot [\phi(x) - \theta(u) - h_p(q)] \cdot q \quad [\text{MW}] \quad (5.1)$$

Para uma dada vazão turbinada, quanto maior a produtibilidade de uma dada unidade geradora, maior a quantidade de energia elétrica produzida. Portanto, aumentar a eficiência implica em aumentar a produtibilidade das unidades geradoras da usina.

O volume armazenado x influi no nível de montante e, conseqüentemente, na queda líquida da usina e, portanto, no rendimento do grupo gerador η_{ig} . No entanto, os reservatórios com grande capacidade de regularização variam seu armazenamento gradualmente ao longo do ano, estocando água nos períodos chuvosos para utilizá-la nos períodos secos. O gerenciamento desse armazenamento é realizado na etapa de planejamento energético (médio e longo prazo) e visa não só guardar o excedente de água nos períodos chuvosos, mas também armazená-lo adequadamente na cascata de usinas, de modo a aumentar a produtibilidade geral do sistema. A cota de montante de reservatórios de acumulação é influenciada, principalmente, pela política de operação de longo/médio prazo, apresentando pequenas variações nos horizontes de curto prazo.

Os reservatórios com pequena capacidade de regularização podem apresentar variações em sua cota de montante num período de curto prazo. A política energética adotada para a maioria dessas usinas é a operação “a fio d’água”, na qual procura-se uma vazão defluente próxima da vazão afluyente, de modo que o volume armazenado permaneça praticamente inalterado. Desse modo, o nível de montante destas usinas é, em geral, bastante estável durante os períodos de tempo considerados no horizonte de curto prazo.

Como conclusão sobre a influência do armazenamento na eficiência de geração, em horizonte de curto prazo, com é pequena a variação do nível d’água dos reservatórios, tem-se uma influência pouco significativa na produtibilidade das usinas hidrelétricas (Arce, Ohishi e Soares, 2002), podendo, a princípio, desconsiderar tal variação do nível de montante.

Por outro lado, a vazão defluente, composta principalmente por sua parcela de vazão turbinada nas máquinas, pode apresentar um comportamento bastante variável no horizonte de curto prazo. A potência gerada em uma unidade pode variar ao longo de toda a sua faixa operativa em um curto período de um dia, motivada principalmente pela variação da curva de carga diária do sistema. Quando comparada à influência da variação de volume armazenado no reservatório, a vazão turbinada tem uma influência muito mais acentuada sobre a eficiência das unidades geradoras.

Em termos da função de geração, correspondente à produção de energia em uma usina hidrelétrica, a vazão turbinada influi sobre o nível do canal de fuga da usina, sobre as perdas hidráulicas e sobre o rendimento do grupo gerador. Em relação ao nível de canal de fuga, esse depende do valor da vazão defluente e seu nível se elevará quanto maior for a vazão descarregada.

Para aumentar a produtividade, é desejável que o nível de jusante seja o menor possível, o qual, para um determinado nível d'água de montante, requer uma maior altura de queda possível. Deste ponto de vista, a turbinagem mínima resultaria na melhor produtividade.

Quanto às perdas hidráulicas, essas se referem às perdas nos condutos forçados que conduzem a água do reservatório até as turbinas. De modo similar ao caso do nível de canal de fuga, pode-se dizer que quanto maior é a vazão turbinada, maior é a perda hidráulica.

Quanto à eficiência mecânica, uma vez que o cálculo do rendimento de uma turbina depende da altura de queda e da vazão turbinada, a influência da vazão turbinada tem impacto direto nas perdas provocadas por um ponto desequilibrado de operação das turbinas. Como pode ser visto nas curvas colinas apresentadas no Capítulo 2, o rendimento é, razoavelmente, variável em relação à altura de queda e à vazão turbinada. Cada grupo gerador tem uma faixa operativa na qual o rendimento é máximo (o pico da colina). Como esse ponto de operação fica em geral mais próximo à turbinagem máxima das máquinas, então, do ponto de vista do rendimento, é desejável que se opere com vazões próximas à capacidade de turbinamento das máquinas.

Comparando-se os três fatores acima analisados, pode-se observar que as perdas devido à elevação do canal de fuga e devido às perdas hidráulicas apontam para uma operação onde as unidades geradoras trabalham com baixos valores de turbinagem. Por outro lado, do ponto de vista do rendimento, é geralmente melhor colocar as máquinas em um ponto de operação no qual a vazão turbinada esteja próxima à capacidade das máquinas. Esses pontos conflitantes estimulam o desenvolvimento de uma metodologia que seja capaz de aferir as perdas totais no sistema hidrelétrico, em função da geração.

Apresenta-se, a seguir, uma metodologia que quantifica comparativamente esses três fatores e determina uma função de perdas totais na geração de cada usina hidrelétrica. Essa função possibilitará otimizar a produtibilidade, levando-se em conta todos os fatores que influenciam a eficiência da geração nos conjuntos turbina/gerador de usinas hidrelétricas.

5.2.1 Perdas Associadas ao Sistema de Geração

Uma maneira conveniente de representar os diversos aspectos que influenciam a eficiência de unidades geradoras de usinas hidrelétricas é expressar os fatores que alteram essa eficiência em termos de em uma única unidade de medida.

Adota-se, nesse estudo, uma metodologia de representação da eficiência da geração hidrelétrica por meio da mensuração de perdas na geração (Soares e Salmazo, 1997), na qual os três tipos de perda, anteriormente descritas, são expressas em mega Watts (MW). Assim, são levadas em conta as variações na altura de queda líquida e do rendimento turbina/gerador, variações essas criadas a partir de mudanças na vazão turbinada nas máquinas. O objetivo é estimar o valor das perdas de geração, à medida que se varia a produção de energia.

Para um determinado nível de armazenamento, o aumento do nível de geração em uma dada usina hidrelétrica ocorre por meio do aumento da vazão turbinada em cada grupo gerador em operação. Esta mudança implica uma variação no nível do canal de fuga, nos rendimentos e nas perdas hidráulicas dos conjuntos geradores.

O fenômeno apresenta-se da seguinte forma: o aumento da turbinagem provoca uma elevação do nível d'água do canal de fuga. Como o nível d'água do reservatório é insensível à operação de curto prazo, a elevação do canal de fuga implica diretamente uma redução da altura de queda bruta, dada pela diferença entre os níveis de montante e jusante, respectivamente. Com uma menor altura de queda, a produtividade da usina é reduzida, aumentando-se, assim, as perdas na geração.

De forma análoga, quando se aumenta a turbinagem, as perdas nos condutos forçados também aumentam devido ao maior nível de atrito do fluxo d'água em contato com as paredes do conduto forçado de adução.

É sabido que a demanda de energia varia ao longo do dia. Conforme ocorrem mudanças no valor de carga, o número de máquinas e o nível de geração devem ser regulados de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração. O despacho do número de máquinas e o ponto de operação podem ser formulados como um problema de programação matemática, cujo objetivo a ser otimizado tem diversas variações (Arce, 1999).

Segundo o modelo proposto por Arce, Ohishi e Soares (2002), o despacho das máquinas visa minimizar uma função de perdas na geração hidrelétrica. Essas perdas são calculadas em função da elevação do nível do canal de fuga, da variação do rendimento do conjunto turbina/gerador e das perdas por atrito no circuito hidráulico dos condutos forçados.

Apresenta-se, a seguir, a metodologia para o cálculo de funções de perdas em usinas hidrelétricas. A descrição das variáveis e de alguns conceitos estão baseados no modelo matemático adotado para o sistema gerador, conforme descrição feita no Capítulo 2.

5.2.2 Perdas por Elevação do Canal de Fuga

A mensuração da redução de potência gerada, decorrente da elevação do nível d'água do canal de fuga, pode ser representada através da seguinte equação:

$$p_{cf} = k \eta_{tg} (\theta(q_n) - \theta(q_{min})) q_n \quad (5.2)$$

onde:

- p_{cf} : perda na geração decorrente da elevação do nível do canal de fuga [MW];
- k : constante que engloba o peso específico da água, a aceleração da gravidade e um fator 10^{-6} para fornecer os resultados em MW;
- η_{tg} : rendimento do conjunto turbina gerador;
- $\theta(.)$: função cota do canal de fuga [m];
- q_n : vazão turbinada para o número de máquinas em operação [m^3/s];
- q_{min} : vazão mínima turbinada [m^3/s].

A altura máxima de queda ocorre para a turbinagem mínima. Quando se aumenta a vazão turbinada, eleva-se o nível do canal de fuga, diminuindo-se assim a produtividade da usina. Considerando-se apenas as perdas na geração em função da elevação do nível d'água no canal de fuga, é preferível manter a turbinagem em valores baixos, pois assim tem-se maior altura de queda. A Equação (5.2) estima a perda por elevação do canal de fuga em relação à cota mínima do canal de fuga.

5.2.3 Perdas Devido ao Atrito nos Conduitos Forçados

A perda por atrito no circuito hidráulico dos condutos forçados ocasiona uma redução na altura de queda. Essa redução pode ser quantificada como uma perda na geração através da seguinte equação:

$$p_h = k \eta_{ig} h_p q_n \quad (5.3)$$

onde:

- p_h : perda na geração decorrente dos atritos nos condutos forçados [MW];
- h_p : perda de carga hidráulica (função da vazão turbinada na unidade geradora) [m].

De maneira similar à perda por elevação do canal de fuga, a perda hidráulica também aumenta com o incremento da vazão turbinada, de modo que é preferível manter a turbinagem em valores baixos, visando minimizar as perdas por atrito no conduto forçado.

5.2.4 Perda por Variação de Rendimento do Conjunto Turbina/Gerador

Um conjunto Turbina/Gerador tem rendimento determinado em função de seu ponto de operação. Geralmente, o ponto de operação de uma dessas máquinas é determinado pela vazão turbinada e altura de queda líquida. Rendimentos calculados a partir da potência e da altura de queda bruta também são encontrados nos dados cadastrais das usinas brasileiras. Como existe um ponto ótimo de operação, normalmente definido para valores de projeto de turbinagem e altura de queda, as perdas em relação a esse ponto de referência são calculadas pela da seguinte equação:

$$p_r = k (\bar{\eta}_{ig} - \eta_{ig}) h_l q_n \quad (5.4)$$

onde:

- p_r : perda por variação do rendimento do conjunto Turbina/Gerador [MW];
- $\bar{\eta}_{ig}$: rendimento máximo do conjunto Turbina/Gerador.

A Equação (5.4) determina as perdas na geração devido ao fato da operação estar localizada em um ponto de operação diferente do valor nominal das máquinas. Comparando com os outros dois tipos de perdas, tem-se que o comportamento das perdas por rendimento é dependente da forma das curvas de rendimento das máquinas. Para ilustrar tal comportamento, apresenta-se, a seguir, os recursos do programa HydroData para a análise de curvas colina. Pode-se notar que o rendimento varia bastante em função da potência e da altura de queda bruta, conforme constatado na Figura 5.1.

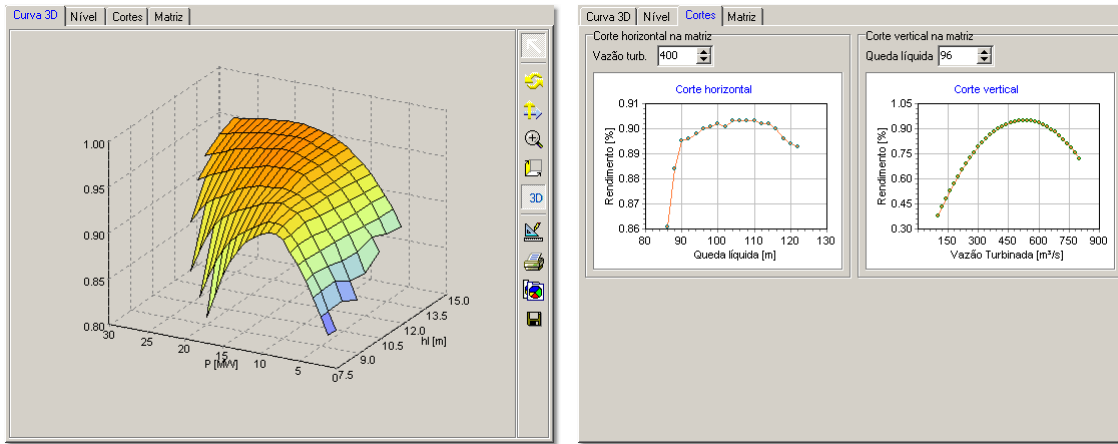


Figura 5.1. Opções de visualização de curvas colina do programa HydroData.

Na Figura 5.2, vê-se uma curva de rendimento para uma turbina do tipo Francis, na qual o rendimento é uma função da altura de queda líquida, dada em metros, e da vazão turbinada, em m^3/s .

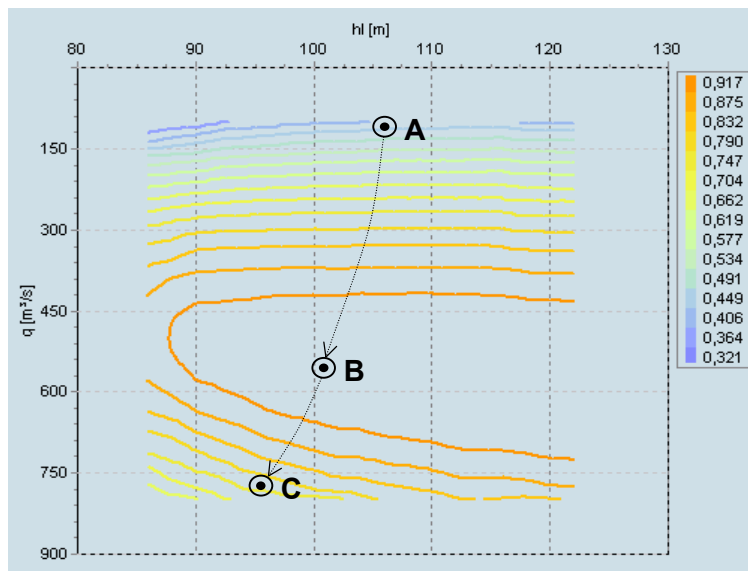


Figura 5.2. Trajetória de rendimentos na curva colina.

Nessa figura, pode-se constatar que, para uma dada cota do reservatório, o efeito do aumento da vazão turbinada provoca uma diminuição nos valores de queda líquida, uma vez que o ponto de partida A possui um valor de queda líquida maior do que o ponto final C. Associada a essa trajetória de vazão turbinada e queda líquida existe uma trajetória de rendimento calculado como função destes dois parâmetros. Esta trajetória é crescente até a vazão de 475 m^3/s , possa por um valor máximo, ponto B, e desse ponto em diante há uma diminuição no rendimento até atingir a vazão turbinada máxima representada pelo ponto C.

Evidentemente, o ideal seria colocar as máquinas no ponto de operação definido pelo rendimento apresentado no ponto B, dado que nesse ponto obtém-se a maior rendimento do grupo gerador. Esse é o principal fator considerado no cálculo das perdas, comparando-se a variação de rendimento com o valor encontrado no ponto de referência B.

5.2.5 Cálculo das Perdas Totais

Definida a metodologia para o cálculo das diferentes formas de perda de geração, o cálculo das perdas totais, para um n máquinas em operação, é definido pelo seguinte procedimento.

Algoritmo para Cálculo das Perdas Totais de Geração

INÍCIO

Passo 1.

Calcular a cota de montante para um dado x : $\phi(x)$.

Faça: $q = q_{min}$; $q_n = n.q$

Passo 2. Cálculo da queda

Calcular a cota do canal de fuga: $\theta(q_n)$.

Calcular as alturas de queda bruta (h_b), perda de carga (p_c) e líquida (h_l).

Calcular do rendimento: $\eta_{tg}(q, h_l)$.

Passo 3. Cálculo das Perdas

Calcular perdas por elevação do canal de fuga – Equação (5.2).

Calcular perdas por atrito nos condutos forçados – Equação (5.3).

Calcular perdas por variação do rendimento – Equação (5.4).

Calcular perda total pela soma das anteriores.

Passo 4. Atualização

Incrementa-se a vazão turbinada. Se essa ultrapassar a turbinagem máxima, então terminar. Caso contrário, atualizar q e q_n e voltar para o passo 2.

FIM

Como ilustração, para uma e duas máquinas em operação, apresentam-se as curvas de perdas para a usina de Canoas II. Para o levantamento das curvas com duas máquinas em operação, supõe-se que as duas máquinas operam em paralelo, ou seja, que a vazão turbinada é distribuída igualmente entre as duas máquinas em operação.

Na Figura 5.3, vê-se os três tipos de perdas (perdas por elevação do canal de fuga, perdas hidráulicas e perdas por variação do rendimento) e a curva de perda total. Nota-se que as curvas de perdas por variação do canal de fuga e por perdas hidráulicas crescem à medida que se aumenta a potência gerada; ao passo que a curva de perda por variação do rendimento possui um ponto mínimo na faixa superior de operação (aproximadamente 20 MW). Para uma máquina em operação, o ponto de maior eficiência seria em torno de 13 MW.

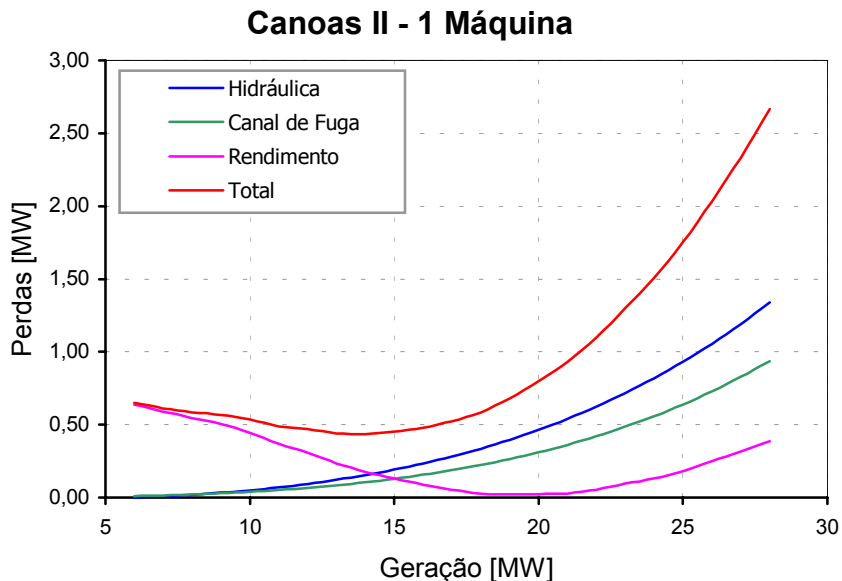


Figura 5.3. Curvas de perdas para a usina de Canoas II – 1 máquina.

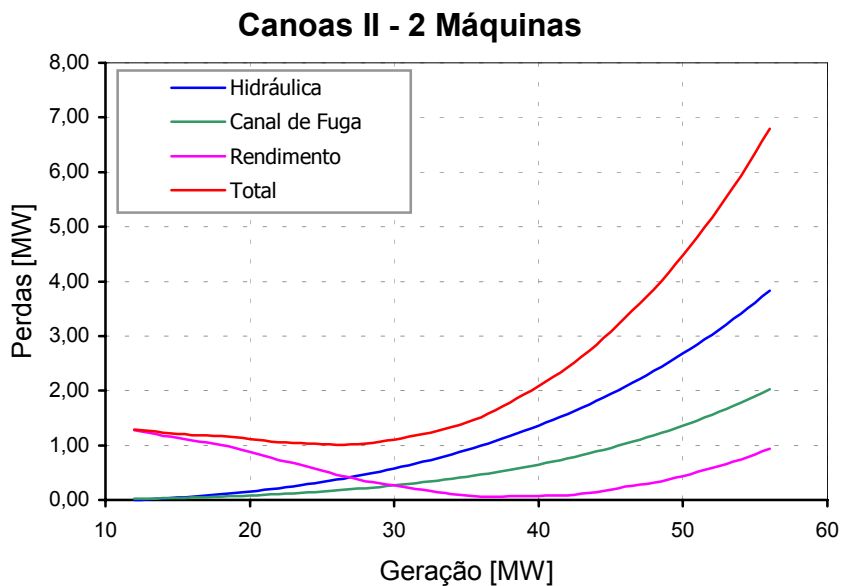


Figura 5.4. Curvas de perdas para a usina de Canoas II – 2 máquinas.

Para as máquinas de Canoas II, vê-se que as curvas de perdas por elevação do canal de fuga e as curvas de perdas hidráulicas são maiores do que as curvas de perdas por rendimento, e com isso a função de perdas totais indica que a faixa de menor perda está localizada em níveis baixos de geração. As curvas de perda total de Canoas II sugere que essa usina tenha seu despacho de geração igual à metade de sua capacidade. Em se necessitando aumentar o valor de geração, a curva de perda permite avaliar a eficiência do novo despacho.

5.2.6 Custo de Partida e Parada

O comportamento da carga apresenta variações ao longo do dia. Conforme ela aumenta, a capacidade das máquinas comprometidas no seu atendimento não será suficiente para manter o equilíbrio da carga e geração. Isso exige um número maior de máquinas em operação. De modo similar, quando a carga diminui, normalmente após o horário de ponta (período que vai de 18:00 h até 22:00 h), será necessário retirar máquinas de operação. Pelos riscos que representam à operação e pelos desgastes que ocasionam para as unidades geradoras, as freqüentes partidas e paradas são procedimentos que devem ser minimizados.

Há, na literatura, trabalhos que descrevem como tratar os custos associados às partidas e paradas, porém não há estudos conclusivos sobre o seu valor exato (Arce, 1999). Nilsson e Sjelvgren (1997) publicaram um trabalho no qual buscam quantificar o custo associado às partidas das unidades hidráulicas. Nesse trabalho, considera-se as partidas como um aspecto da operação que envolve custo, e que, portanto deve ser minimizado. Entretanto, o levantamento das informações necessárias foi feita de forma qualitativa. Por meio de entrevistas aos maiores produtores de energia elétrica da Suécia, os autores buscaram estimar os fatores que ocasionam custos nas partidas de máquinas, qual o valor desses custos e como eles afetam a programação de curto prazo. As entrevistas apontaram os seguintes aspectos causadores de custos nas partidas e paradas:

- Degradação do isolamento dos enrolamentos do gerador devido às mudanças de temperatura, verificadas durante as partidas e paradas.
- Desgastes dos equipamentos mecânicos, ocasionando aumento dos serviços de manutenção dos mesmos.
- Falha nos equipamentos de controle durante as partidas e paradas, que ocasiona custos associados ao concerto da falha e a energia que deixa de ser gerada durante a indisponibilidade da máquina.

Os autores apontaram também outros fatores de menor relevância, tais como a perda de água durante a manutenção e a perda de água durante as partidas e paradas. De modo geral, tomando por base as entrevistas realizadas, os autores determinaram um valor aproximado para o custo de US\$ 3,00 por procedimento de partida/parada e por MW de capacidade nominal da máquina.

Em 1995, Hara et al. publicaram um trabalho no qual, após apresentar os principais fatores que contribuem para a degradação do isolamento dos geradores e a diminuição da sua

vida útil, avaliaram os custos relacionados ao regime de operação das máquinas da usina hidrelétrica de G. B. Munhoz, da COPEL. Essa avaliação foi realizada por meio de simulação da operação das máquinas em condições de alta e baixa hidraulicidades, operando como compensadores síncronos com os custos devidos ao consumo de potência. Os custos associados às partidas e paradas foram obtidos pelas equações que medem a degradação da vida útil do isolamento do gerador, para diferentes níveis de tensão residual e número de partidas e paradas.

Tomando como referencia o valor de US\$ 3,00 e as usinas do Rio Paranapanema e a usina de Itaipu, das quais se dispõe das curvas colina, ilustram-se os custos das partidas ou paradas das unidades geradoras na Tabela 5.1.

Usina	Jurumirim	Chavantes	Salto Grande	Canoas II	Canoas I	Capivara	Taquaruçu	Rosana	Itaipu
Pot. Inst	44	103.5	18.5	24	28	160	111	93	700
Custo	132	311	56	72	84	480	333	280	2100

Potência instalada dada em MW e custo de partida e parada em US\$.

Tabela 5.1. Custo de partida ou parada das unidades geradoras.

5.3 Despacho de Unidades Geradoras

O *despacho de unidades geradoras* (DUG) é uma etapa da programação da operação que visa obter um programa de operação para a próxima semana que seja, de um lado, compatível com as metas traçadas pelo planejamento da operação, e, de outro lado, que sirva como uma referência operativa para a operação em tempo real do sistema. Nesse contexto, é forte a relação do DUG com os aspectos operativos do sistema, uma vez que a essa etapa da programação deve definir o número de máquinas e quanto essas devem gerar em cada intervalo de hora da próxima semana. Portanto, no cálculo desse programa de operação devem ser levados em conta diversas restrições, tais como: características operativas dos sistemas de geração e transmissão, requisitos de carga, fatores de segurança e redução de custos.

Do ponto de vista da operação de curto prazo, é importante detalhar a operação das unidades geradoras, definindo a configuração dessas unidades ao longo da próxima semana e seus respectivos pontos de operação, as restrições de operação do sistema hidrelétrico, restrições de uso múltiplo da água, restrições ambientais e as restrições de operação do sistema termelétrico. A operação do sistema de transmissão também deve ser representada em detalhe, pois esse constitui um dos aspectos mais críticos para a operação em tempo real do sistema. Finalmente, o aspecto relativo à segurança operativa deve também ser analisado, no sentido de se resguardar contra a ocorrência de eventos não programados e que podem comprometer a qualidade e a continuidade da operação do sistema.

Neste item, apresenta-se um modelo de otimização do despacho de unidades geradoras hidrelétricas, não detalhando-se a operação hidráulica e restrições operativas do sistema de transmissão. Certamente, um modelo mais completo de um sistema hidrotérmico deve detalhar todos esses componentes, pois é forte a inter-relação entre eles. Porém, mesmo não representando a operação do sistema de transmissão, a modelagem, aqui apresentada, relativa à operação das unidades geradoras hidrelétricas, permite obter uma solução que sirva de referência para o DUG, devendo essa solução ser avaliada quanto à operação hidráulica que acarreta, por meio de modelos de simulação, e, também, quanto à operação elétrica, através de modelos de fluxo de potência.

Inicialmente, uma modelagem ampla para o DUG é analisada, destacando-se os principais aspectos do problema, em seguida dá-se enfoque ao problema de despacho de unidades geradoras hidrelétricas. Para tanto, apresenta-se uma proposta de resolução do problema de DUG da operação e um exemplo que ilustra a utilização do critério de desempenho apresentado anteriormente, aplicando as curvas de perda para a usina de Itaipu.

5.3.1 Modelo Geral para a Programação da Operação

Um modelo generalizado do problema de programação da operação pode ser formulado como um problema de otimização, no qual deve-se levar em conta os seguintes aspectos.

- **Minimização de custos:** nesse critério de otimização deve-se incluir os custos de partida de unidades geradoras termelétricas e hidrelétricas; custos de combustível de unidades termelétricas; perdas associadas à geração de unidades hidrelétricas; e, também, critérios de otimização associados à operação do sistema elétrico, como, por exemplo, perdas no sistema de transmissão.
- **Requisitos de mercado:** deve-se considerar, aqui, as demandas de carga por intervalo de tempo. Nos casos em que são representadas as restrições do sistema de transmissão, faz-se necessário conhecer a distribuição geográfica das demandas de carga (carga por barramento) para se avaliar o impacto do programa de operação sobre o sistema de transmissão.
- **Restrições operativas do sistema hidrelétrico:** além dos limites de turbinagem, armazenamento e vertimento, deve-se levar em consideração as restrições de uso múltiplo da água (navegação, recreação, irrigação, e o acordo tripartite Brasil-Paraguai-Argentina) e restrições de natureza ambiental.
- **Restrições operativas do sistema termelétrico:** deve-se representar, aqui, os limites de geração e de rampa, e as restrições de entrada e saída de unidades termelétricas.
- **Restrições operativas do sistema de transmissão:** as principais restrições da malha elétrica devem ser consideradas, tais como as limitações de intercâmbio entre subsistemas (SUL, SE/CO, NE, N) e as restrições internas de cada subsistema, associadas aos limites de fluxo ativo e reativo nas linhas e ao controle de tensão.
- **Restrições de segurança:** nessas restrições deve-se considerar a ocorrência de eventos (contingências) e as suas conseqüências sobre a operação do sistema. Em termos da transmissão deve-se controlar o efeito de sobrecarga e estabilidade em função da queda de linhas e transformadores. Do ponto de vista hidráulico, em situações de cheia, deve-se respeitar os limites de operação dos reservatórios em cenário dinâmico de vazões afluentes.

Algumas observações relacionadas aos itens acima são importantes:

- i) No caso do sistema brasileiro, no qual há predominância de geração hidrelétrica, a operação hidrotérmica otimizada indica uma operação na base para as unidades termelétricas, e a sua política de operação é determinada em geral nos estudos de médio prazo. Portanto, no modelo genérico descrito acima, a operação do sistema termelétrico pode ser simplificada.

- ii) A representação hidrelétrica, no entanto, deve ser detalhada ao nível de suas unidades geradoras (conjuntos turbina-gerador), pois esse nível de detalhe da representação da operação do sistema tem impacto significativo no cálculo da verdadeira produtividade das usinas hidrelétricas. As restrições da operação hidrelétrica também são importantes devido ao uso múltiplo da água nas bacias hidrográficas, e devido às restrições ambientais.

5.3.2 O Modelo HydroDesp

Apresenta-se, a seguir, um modelo para o problema de despacho de unidades geradoras hidrelétricas, no qual consideram-se as características operativas de cada unidade (conjunto turbina/gerador), os seus custos de partida/parada e as perdas verificadas.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^I [c_i^{p/p} \cdot |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{\text{perdas}} f_i(n_i^t, p_i^t)] + \sum_{j=1}^J [c_j^{p/p} |z_j^t - z_j^{t-1}| + \psi_j(g_j^t)] \right\} \quad (5.5)$$

s. a:

$$\sum_{i=1}^I p_i^t + \sum_{j=1}^J g_j^t = d^t \quad \forall t \quad (5.6)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i \cdot T \quad \forall i \in I \quad (5.7)$$

$$p_i^{\min}(n_i^t) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^t) \quad \forall i, t \quad (5.8)$$

$$g_i^{\min} \leq g_i^t \leq g_i^{\max} \quad \forall i, t \quad (5.9)$$

$$n_i^{\min}(t) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(t) \quad \forall i, t \quad (5.10)$$

$$n_i^t \in \mathfrak{N}_i \quad \forall i, t \quad (5.11)$$

onde:

- T é o número de intervalos de tempo, I e J o número de usinas hidrelétricas e termelétricas;
- $c_i^{p/p}$ é o custo unitário de partida/parada [\$/] da usina hidrelétrica i , e c^{perdas} é o custo unitário de perdas [\$/MW]. O custo c^{perdas} pode ser representado pelo custo marginal do sistema;
- $c_j^{p/p}$ custos unitários de partida/parada na usina termelétrica j [\$/];
- n_i^t : número de unidades geradoras hidrelétricas em operação na usina i durante o intervalo t ;
- z_j^t : booleano (0 ou 1) que indica a operação da usina termelétrica j durante o intervalo t ;

- $f(.)$: função de perdas na usina hidrelétrica i [MW];
- p_i^t : potência gerada na usina hidrelétrica i durante o intervalo de tempo t [MW médio];
- g_i^t : potência gerada na usina termelétrica j durante o intervalo de tempo t [MW médio];
- d^t : demanda de carga do sistema durante o intervalo de tempo t [MW médio];
- m_i : meta energética da usina hidrelétrica i para o horizonte T [MW médio].
- \aleph_i : número (natural) de conjuntos turbina/gerador da usina hidrelétrica i .

A função objetivo (5.5) minimiza os custos de partida/parada e de perdas de geração. A restrição (5.6) atende a demanda global a cada intervalo de tempo. A restrição (5.7) estabelece as metas energéticas para cada usina hidrelétrica. A restrição (5.8) estabelece os limites de geração na usina hidrelétrica i , os quais são definidos em função do número de máquinas em operação em cada intervalo de tempo. A restrição (5.10) define o número mínimo e máximo de unidades geradoras disponíveis em cada intervalo de tempo. E, finalmente, a última restrição (5.11) impõe a integralidade no número de máquinas em operação.

A representação detalhada da operação das unidades geradoras hidrelétricas, como na formulação acima, envolve variáveis inteiras e dá ao problema de DUG uma natureza combinatória e não linear, a qual dificulta muito a obtenção da solução ótima para sistemas do porte do sistema hidrelétrico brasileiro.

Para contornar essa dificuldade, propõe-se uma metodologia heurística, a qual decompõe o problema em dois subproblemas: o subproblema de Despacho de Máquinas (DM), que determina a configuração de unidades geradoras hidrelétricas em operação em cada uma das usinas e em cada um dos intervalos de tempo; e o subproblema de Despacho de Geração (DG), o qual determina a alocação ótima de geração por unidade geradora para uma dada configuração de máquinas em operação. Esses dois subproblemas são resolvidos iterativamente até obter-se a solução do problema.

Em termos matemáticos, para um dado despacho de geração p_i^t , o DM responsabiliza-se pela solução do problema inteiro, determinando a configuração ótima de máquinas em operação n_i^t por usina ao longo do período de estudo. Nesse modelo, leva-se em conta os custos de partida/parada, as perdas, e as restrições de disponibilidade de máquinas. Por fim, para uma dada configuração de máquinas em operação n_i^t definida pelo subproblema de DM, o subproblema DG tem responsabilidade em determinar a geração por usina e por intervalo de tempo p_i^t . Detalha-se a seguir cada um dos subproblemas.

5.3.3 Modelo de Despacho de Geração (DG)

O subproblema de despacho de geração de unidades hidrelétricas pode ser formulado como um caso particular do problema (5.5 - 5.11), para o qual o número de máquinas em operação já está definido. Assim, tem-se o seguinte subproblema de DG:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c^{perdas} \cdot f_i(p_i^t) \quad (5.12)$$

s. a:

$$\sum_{i=1}^N p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (5.13)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i \cdot T \quad \forall i \quad (5.14)$$

$$p_i^{\min}(t) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(t) \quad \forall i, t \quad (5.15)$$

Vê-se que o problema acima não considera mais os custos de partida/parada e não contém as variáveis inteiras. Os limites de geração (5.15) são calculados em função do número de unidades geradoras em operação em cada usina e em cada intervalo de tempo; aqui os limites são definidos em função do intervalo de tempo, pois a princípio pode-se ter diferentes limites para cada intervalo de tempo. Em outras palavras, o DG corresponde ao problema de encontrar o ponto ótimo de alocar a geração, já definido o número de unidades geradoras em operação ao longo do próximo dia. Esse problema envolve apenas variáveis reais e é resolvido por um método de *Relaxação Lagrangeana* (Luenberger, 1984), o qual possibilita a decomposição em subproblemas que correspondem a um problema de despacho ótimo de unidades geradoras hidrelétricas.

5.3.4 Modelo de Despacho de Máquinas (DM)

O subproblema de despacho de máquinas hidrelétricas também pode ser formulado como um caso particular do problema (5.5 - 5.11), para o qual a geração em cada usina e em cada intervalo de tempo já está definida através do subproblema de DG. Assim, tem-se o seguinte subproblema:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left\{ c_i^{p/p} \cdot |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{perdas} f_i(n_i^t) \right\} \quad (5.16)$$

s. a:

$$n_i^{\min}(t) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(t) \quad \forall i, t \quad (5.17)$$

$$n_i^t \in \mathfrak{N}_i \quad \forall i, t \quad (5.18)$$

É pressuposto que o subproblema (5.16 - 5.18) dispõe de um despacho de geração que atende as demandas em todos os intervalos de tempo, as metas energéticas e os limites de geração. Como objetivo do subproblema DM, tem-se a procura do número de máquinas que atenda o atual despacho de geração e otimize os custos de partida/parada e as perdas.

Na função objetivo (5.16) a parcela relativa às perdas é função somente do número de máquinas; essa simplificação é possível porque a geração já está fixada e portanto as perdas dependem apenas do número de máquinas utilizados para atender essa geração. De modo similar, os limites de disponibilidade de máquinas (5.17) também são calculados em função do despacho de geração fixado; isso é, dada a geração total a ser produzida em uma dada usina hidrelétrica em um dado intervalo de tempo, pode-se facilmente determinar qual é o número mínimo e máximo de máquinas que podem atender essa geração total (Arce, 1999). A solução desse problema é obtida por Programação Dinâmica.

5.3.5 Técnica de Solução

Apresenta-se, a seguir, os principais passos para a resolução do problema de DUG.

- i) A técnica de solução inicia-se com a resolução de um problema de DG. Nesse primeiro subproblema de DG, adota-se que todas as unidades disponíveis estão em operação em todos os intervalos de tempo. A função de perdas é calculada pela aproximação da envoltória inferior de todas as curvas de perdas da usina (Figura 5.5). Com essa função objetivo, pretende-se alocar a geração, procurando-se uma solução de mínima perda global. Com esse subproblema inicial de DG, obtém-se o despacho de geração inicial, o qual será utilizado para formular e resolver o subproblema de DM.

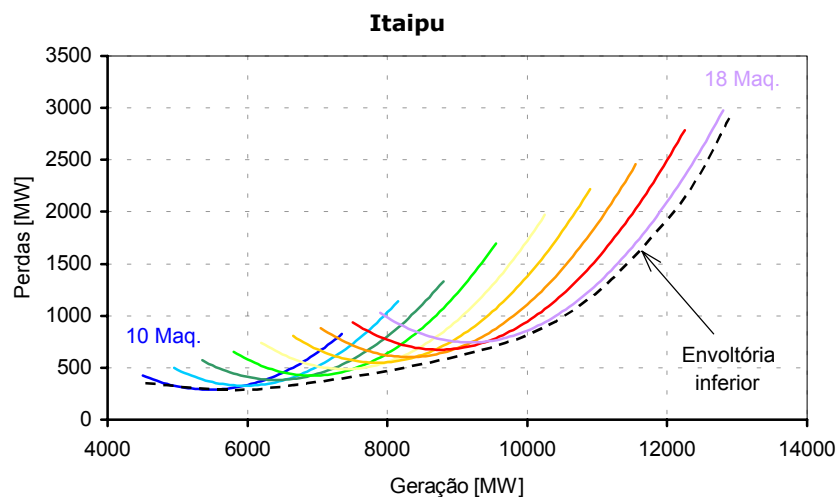


Figura 5.5. Exemplo de envoltória inferior das curvas de perda de Itaipu.

- ii) A partir do despacho de geração obtido no passo(i), formula-se e resolve-se o subproblema de DM, conforme a formulação (5.16 - 5.18), obtendo-se assim a nova configuração de máquinas em operação. Se essa nova configuração não apresentar alterações em relação a última configuração, encerra-se o procedimento. Caso contrário, segue-se para o passo (iii).
- iii) Com a nova configuração de máquinas em operação obtida pela solução do problema DM, formula-se e resolve-se o novo problema de DG, conforme a formulação (5.12 - 5.15), obtendo-se um novo despacho de geração. Segue-se para o passo (ii).

Na Figura 5.6, exemplifica-se um caso de alteração no número de máquinas e o inter-relacionamento entre os subproblemas DG e DM. À 1:00h, a usina de Itaipu tem como operação verificada o número de 15 máquinas em operação e o correspondente nível de geração totaliza 9101,2 MW (igualmente distribuída entre as 15 máquinas). Na figura citada, apresentam-se as curvas de perdas para a usina de Itaipu com um número de 15 a 18 máquinas em operação.

Nota-se que a consulta a essas curvas estabelece o ponto de operação verificado com 15 máquinas em operação, determinando um nível de perdas de 830,5 MW. Com o aumento do número de máquinas em operação de 15 para 17, reduz-se as perdas para 692,2 MW. Além disso, com a alteração no número de unidades em operação, altera-se também a função de perdas e com isso a atual solução já não atende mais à condição de otimalidade. Assim, o novo problema de DG deverá buscar um novo ponto de equilíbrio e assim reduzir ainda mais as perdas. Esse é o caso em que não se consideram os custos de partida/parada. Quando se consideram esses custos, a alteração só se justifica se o ganho com a redução de perdas for maior do que o custo com a partida/parada.

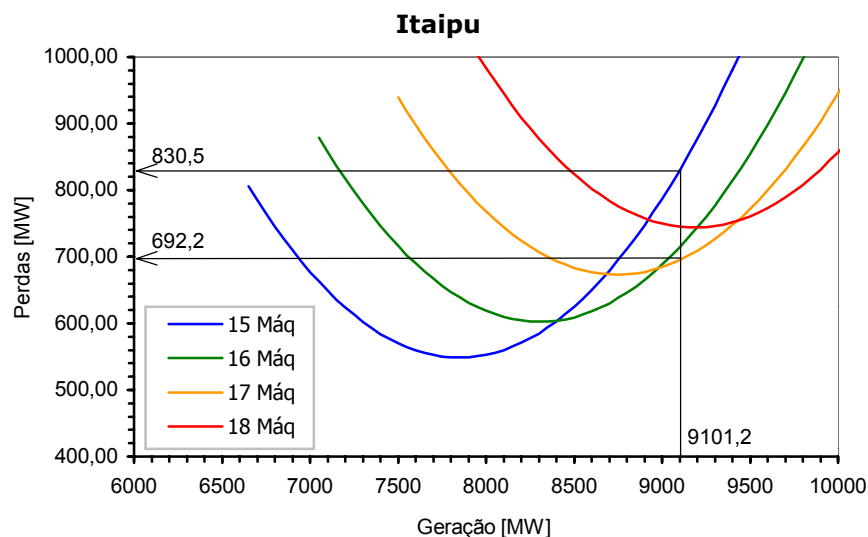


Figura 5.6. Exemplo de redução das perdas na reprogramação da operação verificada (1:00h).

5.4 Simulação da Operação Hidráulica

Neste item, tem-se como objetivo apresentar o modelo de simulação da operação hidráulica de reservatórios. Seguindo a nomenclatura adotada para os outros modelos do sistema HydroLab, denominou-se o modelo de simulação, apropriadamente, de HydroSim.

Cabe salientar que a presente versão do sistema HydroLab conta com a implementação de um modelo de simulação de sistemas hidrotérmicos de geração elétrica compatível com o planejamento de médio e longo prazo. Devido a estrutura de modelos do sistema computacional HydroLab, o simulador descrito nesse capítulo também será denominado de HydroSim, criando-se as abreviações LP (longo prazo) e CP (curto prazo) para a diferenciação dos modelos de simulação.

Após o desenvolvimento de modelos de otimização (HydroDesp e HydroMax), do modelo de previsão de vazões (HydroPrev) e do modelo de simulação hidrotérmica (HydroSim LP), a coleção de ferramentas do sistema computacional HydroLab se completa com o desenvolvimento de um modelo de simulação da operação hidráulica de reservatórios de curto prazo, permitindo a discretização horária do horizonte de estudo (HydroSim CP).

A descrição do modelo de simulação baseia-se na metodologia apresentada para o modelo HydroSim LP, no Capítulo 4. A experiência conquistada com o desenvolvimento do modelo de simulação HydroSim LP facilitou o projeto e a implementação de um simulador de curto prazo para a operação de sistemas hidrelétricos. O novo modelo compartilha estruturas de dados, interfaces (resultados) e algoritmos desenvolvidos para o simulador de longo prazo. No item 5.4.6 O Módulo HydroSim CP, faz-se a apresentação da interface gráfica desenvolvida para o modelo de simulação, utilizando-se como guia a apresentação da interface gráfica do módulo de simulação hidrotérmica de médio e longo prazo HydroSim LP.

5.4.1 O Modelo de Simulação CP

A operação hidráulica de sistemas de reservatórios corresponde ao conjunto de ações de controle da água armazenada que visam atender as metas ou limites de níveis e/ou vazões estabelecidos pelo processo de planejamento e programação de despacho centralizado. A operação deve respeitar a coordenação eletro-energética do sistema gerador, o cronograma de manutenção das máquinas, as falhas na operação das usinas, os limites hidrológicos como, por exemplo, o tempo de viagem entre barragens, o uso múltiplo da água e o controle de cheia.

Para a execução das atividades inerentes ao processo de operação hidráulica de reservatórios, as áreas de programação, pré-operação, tempo real e pós-operação, necessitam dispor de instrumento que sustente no conhecimento antecipado e detalhado do comportamento da água bem como na decisão da programação e reprogramação de defluência. Este instrumento converge para a criação de um simulador hidráulico.

O simulador hidráulico é um aplicativo computacional que tem por objetivo fornecer informações sobre a evolução temporal dos níveis dos reservatórios e vazões defluentes, a partir do conhecimento da situação antecedente dos reservatórios, das vazões afluentes previstas, das gerações programadas, das características dos rios, usinas e reservatórios, bem como das restrições operativas hidráulicas.

Assim como foi realizado para o simulador de longo prazo, pode-se construir um diagrama das entidades existentes no problema de simulação hidrelétrica de curto prazo. Um exemplo desse tipo de diagrama foi feito para o modelo HydroSim CP e está apresentado na Figura 5.7. A descrição das entidades e relacionamentos desse diagrama será apresentada a seguir.

Ao longo deste item, dar-se-á destaque para as diferenças entre os simuladores de longo e curto prazo, uma vez que a metodologia de projeto e implementação dos modelos é semelhante. Alguns pontos terão sua descrição simplificada por motivos de redundância do conteúdo já apresentado do simulador HydroSim LP.

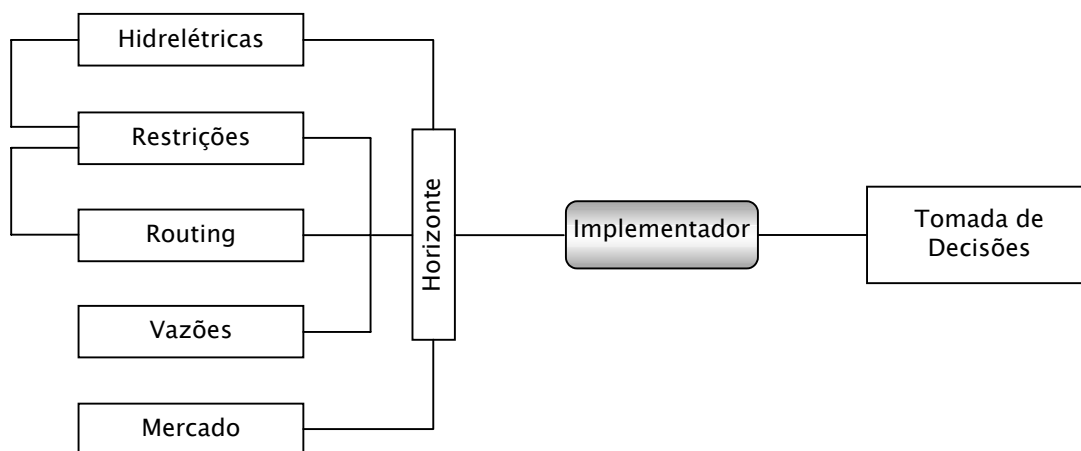


Figura 5.7. Representação esquemática das entidades e relacionamentos do modelo de simulação.

- **Horizonte:** essa entidade representa o período de tempo em que se submeterá o simulador na tarefa de operação do sistema hidrotérmico. Geralmente aplica-se a discretização horária com horizonte de alguns dias a frente. O modelo HydroSim CP também possui uma configuração mista para a discretização do horizonte.

- **Hidrelétricas:** essa entidade representa o parque gerador hidrelétrico. Definem-se aqui o número de usinas, o arranjo espacial (topologia da cascata), a capacidade de geração, os limites operativos dos reservatórios, da casa de máquinas, do canal de fuga e dos vertedouros. Em relação ao simulador de longo prazo, algumas usinas a fio d'água podem ter representação de faixas operativas em horizontes de alguns dias de extensão. A ligação desta entidade com a entidade horizonte, permite configurar dados variáveis com a escala temporal. Um exemplo disto é a possibilidade de se definir o programa de manutenção das máquinas, conferindo ao modelo a capacidade de simular a configuração dinâmica da capacidade do parque gerador.
- **Routing:** essa entidade representa a utilização de modelos que transladam e amortecem as vazões verificadas em um trecho de rio (entre reservatórios), principalmente quando se considera a operação de curto prazo de sistemas hidrelétricos.
- **Restrições:** essa entidade visa armazenar um conjunto de restrições especiais na operação do sistema, como, por exemplo, as leis de manobra de comportas e a capacidade de vertimento em função da cota do reservatório.
- **Política Operacional:** nesta entidade define-se de que forma serão tomadas as decisões de operação do sistema. O processo de tomada de decisões baseia-se em um conjunto de regras operativas para usinas e reservatórios, podendo-se denominar tal conjunto de regras de *política operativa* para um sistema hidrelétrico.
- **Implementador:** essa entidade representa o procedimento de aplicação de uma decisão contido no modelo de simulação, ou seja, é nesta entidade que se define como se dará o processo de operação dos reservatórios em função das decisões fornecidas pelo decisor.

Com a apresentação esquemática da estrutura do modelo de simulação, parte-se para uma breve descrição do conteúdo das entidades citadas. Essa descrição tem por objetivo enumerar as características principais do funcionamento do simulador e dos dados gerenciados por ele em um processo de simulação.

5.4.2 O Processo de Simulação

Assim como foi projetado para o simulador de longo prazo, os processos de implementação e decisão estão separados no modelo matemático e na implementação computacional, podendo-se apresentar, separadamente, os processos de cálculo das respectivas tarefas.

O modelo de simulação trabalha, principalmente, com a operação de um conjunto de usinas hidrelétricas durante um determinado período de tempo, no sentido de montante para jusante na cascata, sendo esse processo repetido para cada um dos intervalos definidos no

horizonte de estudo. Mais detalhes sobre a descrição do algoritmo de simulação de longo prazo podem ser vistos no Capítulo 4. A estrutura do algoritmo descrita neste capítulo é compartilhada por ambos os simuladores HydroSim LP e HydroSim CP.

5.4.3 O Balanço Hidráulico

A aplicação de uma decisão baseia-se no cálculo do balanço de massa de água dos reservatórios, chamado de *balanço hidráulico*. Nesse cálculo deve-se considerar os dados que aumentam o armazenamento, como por exemplo, a vazão incremental, e os dados que reduzem o armazenamento, como as perdas por evaporação.

Outras variáveis são tratadas nessa etapa, como, por exemplo, a consulta à lei de manobra das comportas do vertedouro. Ao final, o cálculo verifica se existe violação de alguma das restrições operativas descritas anteriormente, corrigindo eventuais problemas de factibilidade das variáveis de estado.

Para facilitar o entendimento desse cálculo, pode-se representar os estágios de operação de cada usina, a cada intervalo de tempo, como uma rede de nós e arcos. Essa metodologia foi descrita em detalhes no Capítulo 4 no item que descreve a simulação de sistemas hidrelétricos em horizonte de médio e longo prazo.

A equação de equilíbrio de fluxos de cada nó representa a equação de balanço de água necessária à aplicação da decisão (Figura 5.8). As restrições de limites para as variáveis de volume e defluência são representadas pelas canalizações impostas aos arcos da rede.

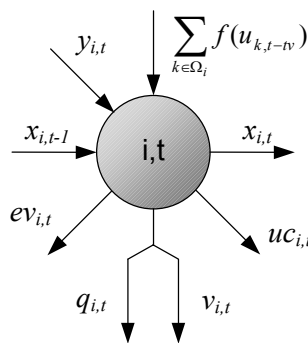


Figura 5.8. Representação da equação de balanço hidráulico a partir da definição do nó da rede.

As variáveis de evaporação e uso consuntivo podem ser habilitadas conforme o interesse do usuário. Normalmente, em horizontes de curto prazo, costuma-se desprezar o efeito de evaporação da água armazenada nos reservatórios.

A equação de balanço, então, pode ser escrita como:

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} f(u_{k,t-tv}) - (q_{i,t} + v_{i,t} + ev_{i,t} + uc_{i,t}) \right) \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad (5.19)$$

onde:

- $x_{i,t}$: volume da usina i ao final do intervalo t [hm³];
- $x_{i,t-1}$: volume da usina i no início do intervalo t [hm³];
- $y_{i,t}$: vazão incremental afluyente à usina i durante o intervalo t [m³/s];
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;
- $q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $ev_{i,t}$: efeito de evaporação do reservatório da usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $uc_{i,t}$: uso consuntivo do reservatório da usina i durante o intervalo t [m³/s];
- Δt_t : tamanho do intervalo t [s]. A divisão por 10⁶ se deve à conversão de unidades entre m³/s (vazões) e hm³ (volume).

O modelo de *routing* (translação e amortecimento de vazões) é representado pela parcela:

$$\sum_{k \in \Omega_i} f(u_{k,t-tv}) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (5.20)$$

a qual faz referência a um somatório de vazões defluyentes das usinas imediatamente a montante da usina i . Escreve-se o processo de translação e amortecimento de vazões como uma função $f()$ da vazão defluyente da usina de montante k , em tv intervalos de tempo passados.

As demais restrições de operação são iguais as apresentadas no modelo de simulação da operação hidrelétrica, conforme descrição feita no Capítulo 4.

5.4.4 Políticas Operacionais

De acordo com o funcionamento do simulador, a política operacional do sistema tem a responsabilidade de decidir a maneira pelo qual o sistema gerador irá se comportar em um determinado intervalo t . O simulador solicita uma decisão a cada intervalo do horizonte de simulação.

Em termos das variáveis apresentadas para o problema de operação hidráulica de reservatórios, uma decisão de operação consiste nos valores de vazão turbinada e vazão vertida de cada usina em cada intervalo de tempo. De posse da decisão de turbinagem e vertimento, o módulo denominado implementador efetua o balanço hidráulico e leva o sistema gerador para um novo estado de armazenamento. Além disso, confere-se a consistência da decisão verificando se o novo estado do sistema é factível e se alguma restrições de operação do sistema foi violada.

As políticas diferem entre si, preferencialmente, pela forma como estas determinam as decisões de vazão turbinada e vertida. Normalmente, essa decisão é tomada levando-se em conta um objetivo que acaba por caracterizar o comportamento da política operacional. No próximo item é apresentada a política operacional de curto prazo implementada no modelo.

5.4.5 Geração ou Vazão Defluente Por Usina

A primeira política a ser implementada para o módulo HydroSim CP será aquela que possui uma meta de geração e/ou defluência hidrelétrica pré-definida para cada usina. Essa política pode ser considerada uma regra aberta de simulação da operação de sistemas hidrelétricos, uma vez que o usuário tem a liberdade de determinar um programa de geração para as usinas, ou até um programa de vazões defluentes.

Assim como foi feito para as políticas do simulador HydroSim LP, é interessante analisar a relação de controle *versus* comprometimento dessa política operacional. A determinação das trajetórias de geração hidrelétrica ou vazão defluente aproximam o usuário da decisão final passada ao implementador embutido no modelo HydroSim. Isso pode ser entendido como um grau elevado de controle disponível nessa política. Por outro lado, o usuário tem a responsabilidade de fornecer trajetórias factíveis que propiciem a obtenção de um resultado que respeite o conjunto de restrições do problema de simulação. Isto cria uma relação de comprometimento com a qualidade das decisões fornecidas como dados de entrada.

Para usuários com conhecimento sobre o problema de operação hidráulica, esta política pode se tornar uma ferramenta que reproduz com fidelidade a experiência do usuário. Para usuários iniciantes no problema de simulação hidrelétrica, essa política torna-se uma ferramenta de aprendizagem da relação decisões/resultados, uma vez que ela exige como entrada trajetórias de variáveis muito próximas às decisões que serão fornecidas ao módulo implementador.

Uma vez esclarecida as premissas dessa política com decisões de geração ou vazão defluente de cada usina, parte-se para o detalhamento do processo de decisão encontrado internamente no procedimento de tomadas de decisão dessa política (Figura 5.9).

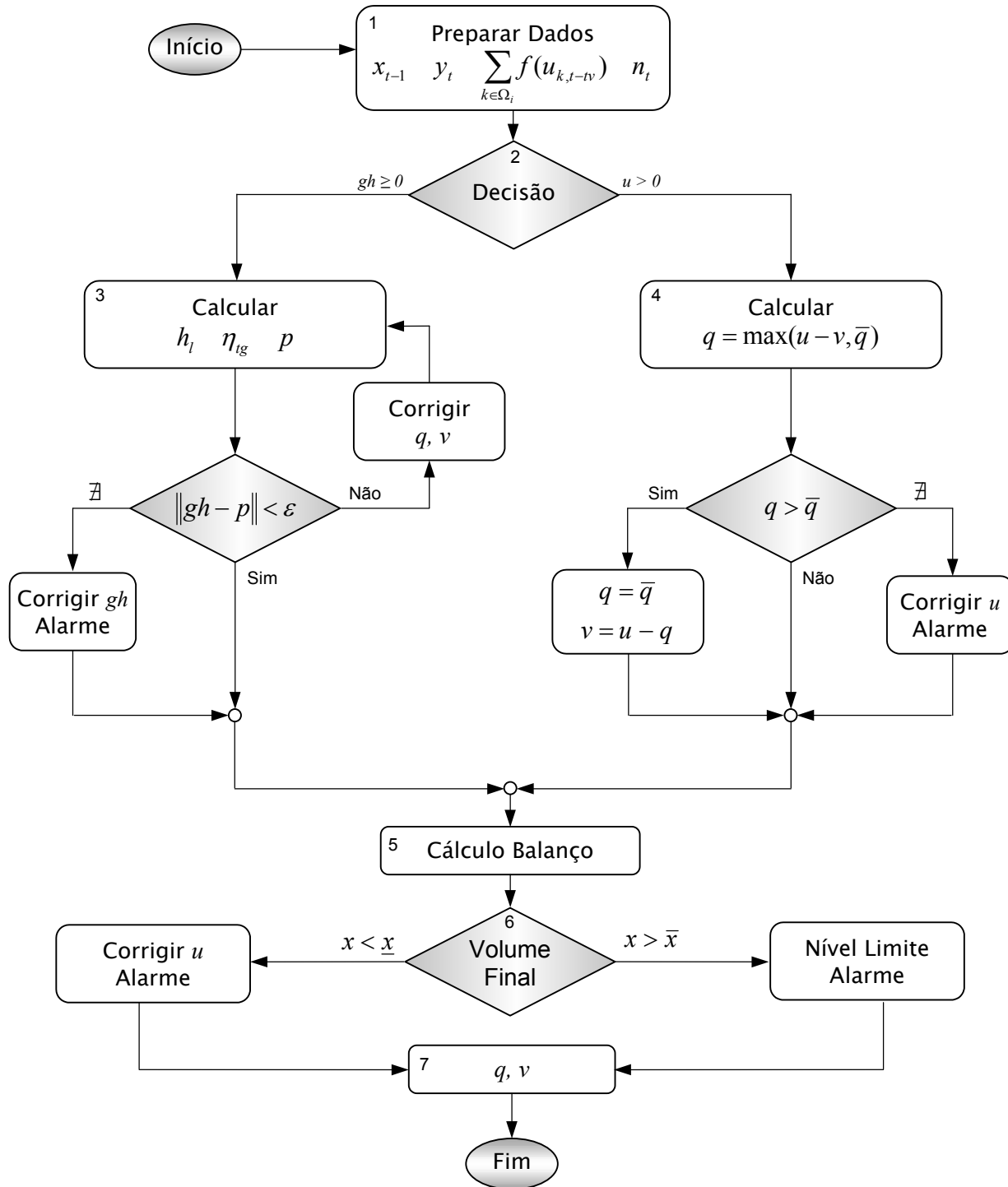


Figura 5.9. Esquema do processo de decisão de geração hidrelétrica e/ou vazões defluentes predeterminadas.

A descrição das variáveis está baseada no modelo matemático adotado para o sistema gerador, conforme a descrição feita no Capítulo 2.

Faz-se, a seguir, uma descrição das várias etapas do processo de decisão apresentado na Figura 5.9. Para uma determinada usina e um intervalo de tempo t , o procedimento de decisão pode ser descrito como se segue.

- **1. Preparar Dados:** nessa etapa, a política exige do simulador dados de armazenamento no início do intervalo t , a vazão incremental (esse valor pode ter origem em um modelo de previsão de vazões), a soma das vazões defluentes das usinas de montante, considerando-se o efeito de *routing*, e o número de máquinas disponível no intervalo t .
- **2. Verificar Decisão:** nessa etapa, faz-se um teste para verificar qual foi a decisão fornecida para o intervalo t : geração hidrelétrica ($gh \geq 0$) ou defluência ($u > 0$). Existe ainda a opção de se definir um valor de vertimento mínimo a ser descarregado.
- **3. Decisão Geração:** se a decisão for de geração, procede-se um cálculo iterativo que determina as vazões turbinada e vertida para que se atinja a meta de geração determinada. Esse cálculo, para um intervalo t , é iterativo entre as variáveis de geração, vazão turbinada, volume final, o rendimento dos conjuntos turbina/gerador e o número de máquinas disponível. No caso de não ser possível determinar a vazão defluente (identificado pelo símbolo ∞) que atinja a meta de geração hidrelétrica, o sistema corrige a meta de geração e emite um alarme para que o usuário seja informado do problema em sua trajetória de decisões.
- **4. Decisão Defluência:** se a decisão for de vazão defluente, procede-se um cálculo simples que tem por objetivo separar a vazão defluente em suas componentes de vazão turbinada e vazão vertida. O cálculo é feito utilizando-se o engolimento máximo das máquinas para o estado de armazenamento do intervalo t . No caso da meta de defluência desrespeitar alguma restrição física de operação (defluência mínima, por exemplo), o sistema corrige a meta de defluência e emite um alarme para que o usuário seja informado do problema em sua trajetória de decisões.
- **5. Balanço Hidráulico:** uma vez determinada as decisões de vazão turbinada e vertida, parte-se para o cálculo do balanço hidráulico e para o preenchimento das diversas variáveis que constituem a descrição do estado de operação da usina (volume armazenado final, cotas do nível d'água de montante e jusante, alturas de queda bruta e líquida, rendimento das máquinas, manobra de comportas, geração hidrelétrica e vazão defluente).
- **6. Teste do Volume Final:** no final do processo, verifica-se o volume final de armazenamento. Se esse estiver abaixo do limite mínimo de operação, corrige-se a vazão defluente. Se o volume ultrapassar o limite máximo (operacional ou volume de espera), procede-se a operação de nível limite do reservatório, conforme algoritmo ilustrado na Figura 5.10.

- **7. Final:** por fim, obtém-se os valores de vazão turbinada e vertida que respeite as restrições de operação hidrelétrica e que atenda as metas predeterminadas pelo usuário.

Caso o volume final do intervalo t seja superior ao limite máximo, que pode representar um limite fixado de estudos de controle de cheia, parte-se para a operação de nível limite do reservatório. Na Figura 5.10, apresenta-se um esquema que ilustra os vários passos deste procedimento. A descrição desses passos foi definida como se segue.

- **1.** Se o volume final encontrado for maior que o volume limite, é calculada uma defluência que atenda o volume limite.
- **2.** Se a defluência necessária não ultrapassar a restrição de defluência máxima, é emitido um alarme “volume limite atingido” e é processada a etapa final. Se a defluência necessária ultrapassar a restrição de defluência máxima, o sistema calcula um volume que atenda restrição de defluência máxima.
- **3.** Se o volume encontrado não superar o volume máximo operativo é emitido um alarme “volume limite violado” e é processada a etapa final. Se o volume encontrado superar o volume máximo operativo, o sistema calcula uma vazão defluente que atenda ao volume máximo operativo.
- **4.** Se o vertimento necessário for inferior à capacidade total de vertimento é emitido um alarme “defluência de restrição violada” e é processada a etapa final. Se o vertimento necessário for superior à capacidade total de vertimento, o sistema estabelece um vertimento igual à capacidade máxima de vertimento e calcula o volume correspondente.
- **5.** Se com o vertimento igual à capacidade total de vertimento o volume final for inferior ou igual ao volume máximo maximum é emitido um alarme “defluência de restrição violada” e “volume máximo operativo violado” e é processada a etapa final. Se o nível máximo maximum for atingido e a afluência superar a capacidade total de defluência da usina, é emitido um alarme “galgamento da barragem” e o processamento é interrompido sem apresentar resultado.
- Por fim, ao final dos cálculos envolvendo o volume limite e os alarmes que por ventura foram lançados, o procedimento termina com a obtenção do valor da vazão defluente, decomposta em suas componentes de vazão turbinada e de vazão vertida, que atente as restrições e metas impostas no estudo de simulação.

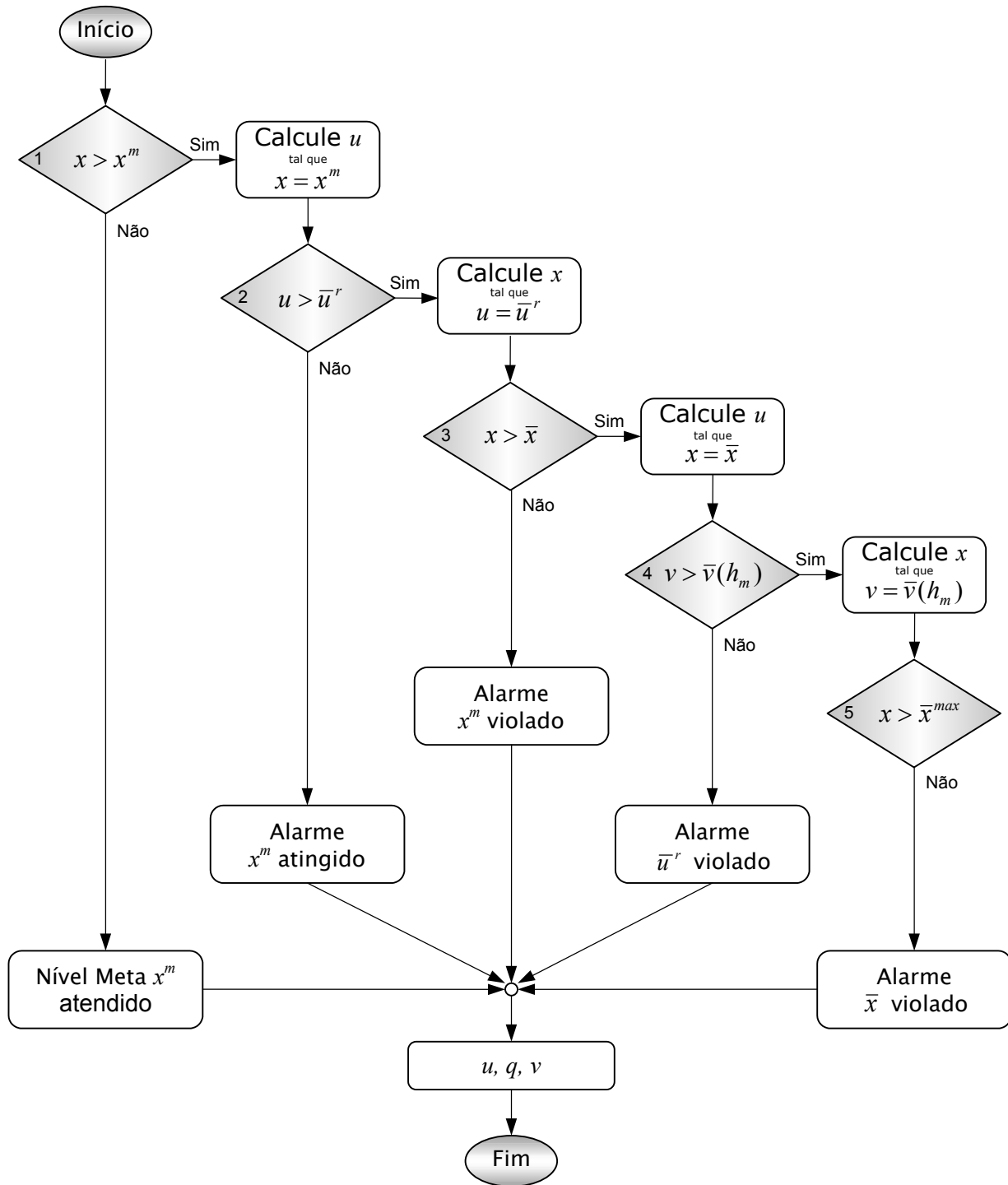


Figura 5.10. Esquema do processo de operação do reservatório para atendimento de nível meta.

5.4.6 O Módulo HydroSim CP

A interface gráfica do simulador HydroSim CP segue o padrão HydroLab, dividindo o conteúdo de um estudo de simulação em duas categorias principais: dados de entrada e resultados. Uma visão geral pode ser analisada na Figura 5.11.

O horizonte de simulação é configurado a partir de uma data e do número de dias de simulação, constituindo um intervalo múltiplo de 24 horas.

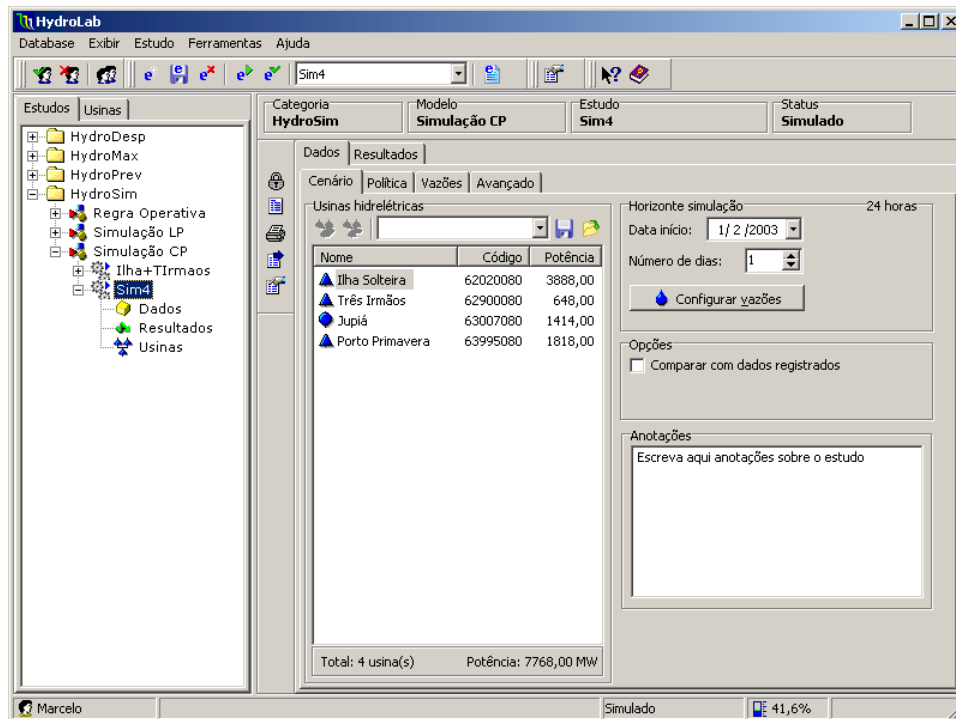


Figura 5.11. O módulo HydroSim CP.

5.4.7 Configuração da Política Operacional

É possível na política operacional a ser utilizada no processo de simulação, que o usuário defina a meta de geração ou de vazão defluente, sendo permitido, ainda, determinar um valor de vazão vertida mínima. As decisões são convertidas pelo simulador em valores factíveis de vazão turbinada e vertida, conforme metodologia apresentada no item 5.4.5 .

Na Figura 5.12, pode-se visualizar os elementos de interface gráfica criados para a configuração de uma seqüência de decisões. Destaca-se o fato de que os dados tabulados são facilmente integrados com outras ferramentas do sistema Windows, como por exemplo o programa de planilhas eletrônicas *Microsoft Excel*. Essa interação permite utilizar as ferramentas de copiar e colar dados, facilitando o preenchimento dos dados internos ao módulo HydroSim CP.

Pelo quadro de configuração dos dados de decisão de uma política operativa tem-se, também, uma visão tabular das decisões de geração hidráulica, vazão defluente e vazão vertida, na forma de uma única tabela, conforme pode ser constatado na Figura 5.12. Com esse recurso, facilita-se o preenchimento de dados oriundos de outras planilhas eletrônicas.

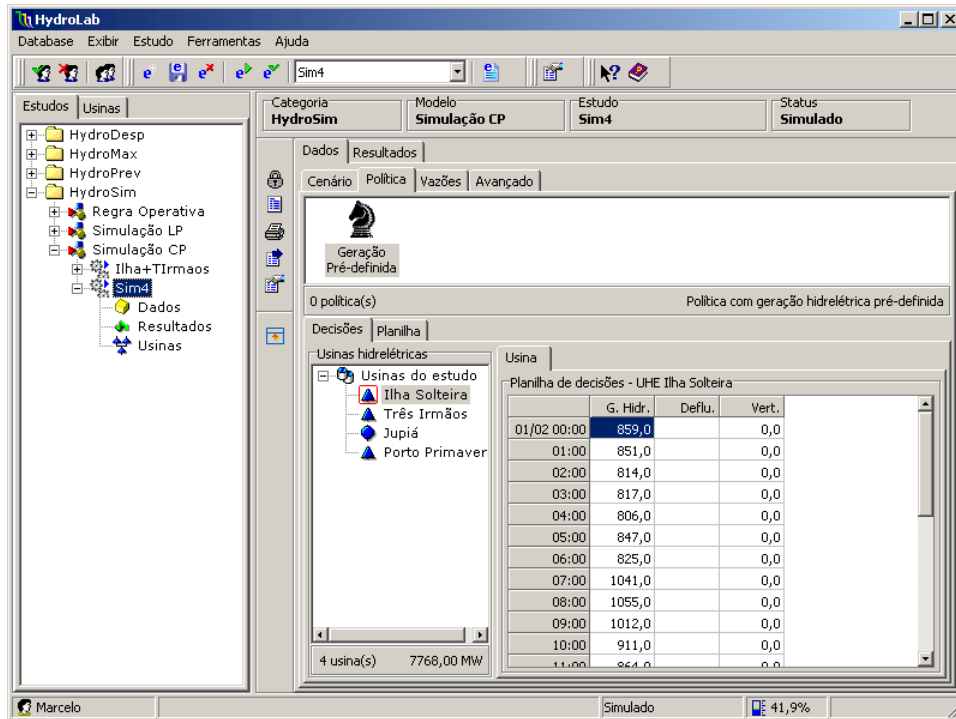


Figura 5.12. A interface gráfica dos dados da política operativa do simulador.

Observa-se que o módulo HydroSim CP compartilha, para análise dos resultados de simulação, os mesmos recursos gráficos encontrados nos módulos HydroMax e HydroSim LP. Embora o horizonte não seja baseado em discretização mensal ou semanal, o quadro de resultados adapta as suas escalas de tempo para o caso de simulação em curto prazo, ou seja, escalas horárias. Esse tipo de compartilhamento de recursos são exemplos de eficiência e rapidez de desenvolvimento de modelos sob o gerenciamento do sistema HydroLab.

A apresentação dos recursos gráficos para análise dos resultados foi dividida em duas categorias: *Sistema* e *Por usina*. O objetivo foi separar os resultados relacionados à operação global do sistema dos resultados de cada uma das usinas do parque gerador.

Na aba *Por usina*, têm-se opções de visualização dos resultados individuais de cada usina hidrelétrica. Na Figura 5.13, pode-se constatar o arranjo geral dos recursos gráficos para a análise em separado dos resultados. Destaca-se, nessa figura, a ferramenta de *zoom* das escalas temporais, que combinada à seleção de usinas pelo quadro *Usinas hidrelétricas*, constitui-se numa ferramenta intuitiva e ágil para o detalhamento da análise dos resultados.

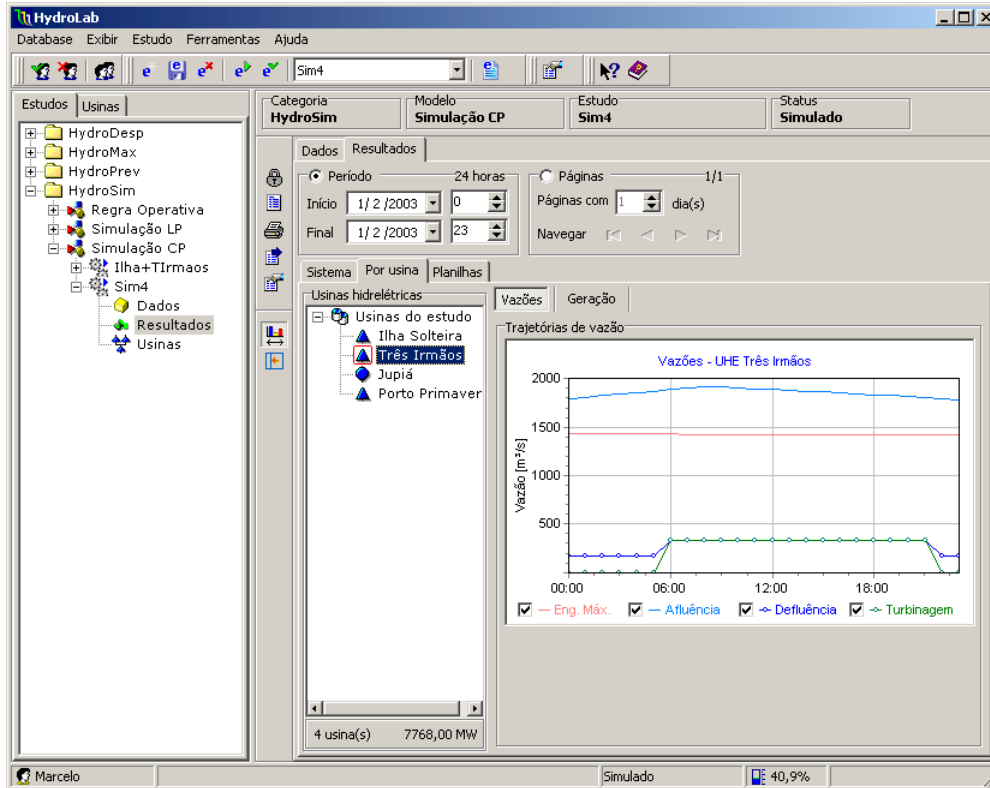


Figura 5.13. A interface gráfica de resultados do simulador.

O módulo de simulação foi construído para suportar simulação com horizonte de alguns dias, promovendo uma massa considerável de dados a ser analisado (7 dias equivalem a 168 intervalos horários).

Assim como foi implementado para a aba de *Dados*, os resultados também possuem apresentação de dados em forma tabular, o que permite a integração com outros programas. Um exemplo, referente aos dados de vazão defluente das usinas, é apresentado na Figura 5.14. Destaca-se a organização da tabela que permite agrupar resultados sob uma coluna comum (nome da usina).

Sistema Por usina Planilhas									
Volume Volume útil Defluência Geração Cotas									
	Ilha Solteira			Três Irmãos			Jupiá		
	Defl.	Turb.	Vert.	Defl.	Turb.	Vert.	Defl.	Turb.	Vert.
01/02 00:00	2090,6	2090,6	0,0	176,0	0,0	176,0	3392,6	2740,4	652,2
01:00	2070,1	2070,1	0,0	176,0	0,0	176,0	3372,1	2755,9	616,2
02:00	1978,6	1978,6	0,0	176,0	0,0	176,0	3280,6	2802,4	478,2
03:00	1985,1	1985,1	0,0	176,0	0,0	176,0	3287,1	2817,9	469,2
04:00	1957,3	1957,3	0,0	176,0	0,0	176,0	3259,3	2817,9	441,4
05:00	2056,8	2056,8	0,0	176,0	0,0	176,0	3358,8	2817,9	540,9
06:00	2002,2	2002,2	0,0	336,6	336,6	0,0	3464,8	2797,2	667,6
07:00	2530,7	2530,7	0,0	336,6	336,6	0,0	3993,3	2828,3	1165,0
08:00	6944,3	2564,1	4380,2	336,5	336,5	0,0	8406,9	2750,7	5656,2
09:00	8483,2	2458,3	6024,9	336,5	336,5	0,0	9945,7	2750,7	7194,9
10:00	8491,3	2210,7	6280,6	336,5	336,5	0,0	9953,8	2755,9	7197,9
11:00	8499,7	2095,7	6404,1	336,4	336,4	0,0	9962,2	2766,2	7196,0
12:00	8508,6	2002,8	6505,8	336,4	336,4	0,0	9971,0	2740,4	7230,6
13:00	8517,3	2032,1	6485,2	336,4	336,4	0,0	9979,7	2688,9	7290,8
14:00	8526,1	2127,5	6398,6	336,3	336,3	0,0	9988,4	2714,6	7273,8
15:00	8534,7	2066,3	6468,4	336,3	336,3	0,0	9997,0	2724,9	7272,1
16:00	8543,3	2186,2	6357,1	336,2	336,2	0,0	10005,6	2745,6	7260,0
17:00	8551,9	2115,2	6436,7	336,2	336,2	0,0	10014,1	2699,2	7314,9

Figura 5.14. Resultados de geração hidráulica e meta de geração.

Encerra-se aqui a apresentação do módulo de simulação hidráulica de reservatórios do sistema HydroLab. Conforme foi descrito na cadeia de modelos para a programação da operação, o simulador é utilizado de forma a validar a solução obtida com o modelo de otimização do despacho de máquinas e de geração.

No próximo capítulo são descritas algumas características do programa HydroLab que não foram apresentadas nos itens anteriores, sobre os modelos gerenciados pelo sistema, e no capítulo que descreve o banco de dados HydroData.

Em branco

Capítulo 6

O Programa HydroLab

Este capítulo descreve o programa HydroLab desenvolvido para o suporte à decisão do planejamento e programação da operação de sistemas de energia elétrica. Será apresentada uma pequena descrição dos elementos da interface gráfica e sua utilização no gerenciamento de estudos. Aspectos avançados do sistema no que se refere ao seu projeto de engenharia de software também serão analisados. Serão apresentadas imagens do programa em situações reais de estudos de otimização, previsão de vazões e simulação de sistemas hidrotérmicos.

6.1 Descrição Técnica

O programa HydroLab é definido como um sistema de suporte à decisão para o planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos. O termo suporte à decisão é devido à característica que o sistema tem em gerenciar um conjunto de modelos de otimização, previsão e simulação; modelos esses que auxiliam a solução dos problemas de planejamento das decisões de operação dos sistema em horizontes de médio e longo prazo, e da programação da operação em horizonte de curto prazo.

O programa HydroLab possui um conjunto de características avançadas, as quais, para os pesquisadores e engenheiros do setor elétrico brasileiro, colocam-no em um patamar de forte inovação. Como um sistema de suporte à decisão (Kulhavý, 2003), este apoia-se em uma base de dados composta por 102 usinas hidrelétricas, as quais representam o conjunto de usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O sistema HydroLab tem a responsabilidade de gerenciar três grandes entidades que se inter-relacionam: modelos, estudos e usuários. A implementação desse sistema, que comporta algumas dezenas de modelos, estudos e usuários, tem um projeto de software baseado em programação orientada a objetos, o que viabiliza a organização dos elementos do sistema, bem como facilita as tarefas de manutenção e expansão de seus componentes.

O sistema computacional foi implementado sob o ambiente de desenvolvimento gráfico *Borland C++ Builder 5* (Hollingworth, 2001 e Reisdorph, 1999). Esse é um sistema moderno para o desenvolvimento de aplicativos para computadores, sendo que suas características o colocam como uma das melhores ferramentas existentes para esse fim. O sistema *C++ Builder* possui um número grande de recursos e facilidades para a implementação de aplicativos, principalmente quando o objetivo é construir sistemas computacionais compatíveis com o padrão do sistema operacional *Windows*. A linguagem de programação utilizada na codificação é a linguagem orientada a objetos C++ (Stroustrup, 1997; Josuttis, 1999 e Lippman, 1998). Um exemplo didático de aplicação de C++ em Sistemas de Potência pode ser encontrado em Zhou (1996).

Neste capítulo são descritas algumas características do programa HydroLab que não foram apresentadas nos capítulos anteriores, sobre os modelos gerenciados pelo sistema, e no capítulo que descreve o banco de dados HydroData. Será apresentado uma pequena descrição dos elementos da interface gráfica e sua utilização no gerenciamento de estudos. O sistema de proteção e gerenciamento de usuários será descrito em seguida. Por fim, apresenta-se aspectos avançados do sistema no que se refere ao seu projeto de engenharia de software, baseado no paradigma de programação orientada a objetos.

6.2 Descrição da Interface Gráfica

A interface gráfica do programa HydroLab teve seu projeto baseado na experiência adquirida com o desenvolvimento da interface orientada a objetos do programa HydroData, durante os anos de 2000 e 2001. Em Pandit et al. (2000), encontra-se um exemplo de aplicação de orientação a objetos aplicado ao problema de sistemas de potência. Faz-se, a seguir, uma breve discussão das idéias que levaram à construção da interface gráfica do programa HydroLab, bem como o embasamento teórico utilizado na concretização dessas idéias.

De acordo com a descrição dos modelos feita nos capítulos anteriores, a natureza do conteúdo dos estudos de otimização é baseada na escolha de uma coleção de informações armazenadas no banco de dados. Essas informações podem sofrer algum tipo de alteração antes que se aplique o modelo aos dados do problema. Depois de executado o modelo, deseja-se que o ambiente computacional forneça ferramentas de análise compostas por tabelas, gráficos e relatórios.

O obstáculo inicial foi a grande quantidade dessas informações, principalmente quando se projetaram recursos para a criação da interface para o otimizador determinístico. Algumas questões foram inicialmente levantadas:

- Como permitir a escolha de usinas hidrelétricas do banco de dados?
- Como apresentar a configuração de um cenário hidrológico?
- Como apresentar os dados e resultados dos estudos?
- Como organizar os estudos existentes para os diversos modelos gerenciados pelo programa?

A tentativa de resposta para essas perguntas foi feita a partir das informações e recomendações encontradas em bibliografia técnica, bibliografia essa que auxiliou na organização das idéias e objetivos no desenvolvimento de uma interface gráfica.

O primeiro ponto a ser considerado é que o sistema *Windows* é composto por uma grande diversidade de componentes gráficos, como por exemplo, botões, menus, caixas de edição, listas, etc. Por outro lado, o que faz desses componentes recursos visuais tão comuns em vários aplicativos é o fato de que a forma de utilização e o comportamento esperado desses objetos permanecem inalterados entre os aplicativos. Por exemplo, uma lista de opções em um editor de texto, ou em um banco de dados de usinas hidrelétricas, tem seu comportamento facilmente previsto pelo usuário.

A partir da bibliografia sugerida, conclui-se que se existe um padrão, então esse deve ser seguido. A criatividade existe em combinar os recursos gráficos do sistema operacional *Windows*, mantendo-se a previsibilidade por parte do usuário (McKay, 1999).

O trabalho aprimorou o estudo e compreensão do padrão de comportamento dos diversos componentes gráficos do sistema *Windows* (Microsoft Corporation, 1999). A etapa seguinte foi descobrir como tais componentes poderiam ser utilizados para o desenvolvimento de uma interface para o gerenciamento e manipulação de estudos variados.

Aproveitando a experiência adquirida com o desenvolvimento do programa HydroData, pré selecionou-se três recursos visuais que poderiam ajudar na apresentação dos dados: dois componentes com o objetivo de organizar uma lista de itens, chamados de *ListView* e *TreeView* e um outro para a apresentação de recursos visuais em pequenos espaços, chamado de *PageControl*.

Após o estudo do padrão de interface do sistema *Windows*, procurou-se delinear um rascunho da interface, visando responder às duas questões anteriormente levantadas. Na Figura 6.1, vê-se a primeira idéia para a interface.

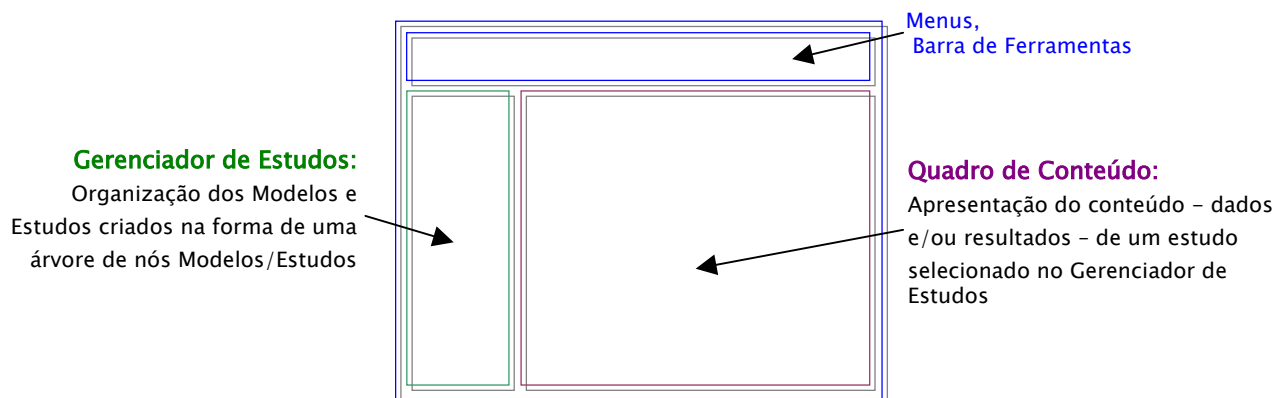


Figura 6.1. Layout da interface gráfica com o usuário.

Admite-se que o funcionamento básico da interface deveria propiciar a organização dos estudos criados pelo usuário, usando, para isso, uma classificação segundo os modelos existentes no sistema computacional. Uma vez selecionado um estudo, no que se chamou de *gerenciador de estudos*, seria necessário apresentar o conteúdo desse objeto na forma de lista ou de página de gráficos.

O conteúdo dos dados de um modelo qualquer é constituído de suas opções de configuração e dos resultados obtidos com a execução do modelo. O resultado da implementação dessas idéias pode ser vista na Figura 6.2. Nessa figura, vê-se o gerenciador de

estudos com uma estrutura de níveis para a apresentação de estudos. O estudo selecionado é a implementação do modelo de determinação de curvas de perda de geração hidrelétrica. O conteúdo do estudo é composto por duas páginas (chamadas também de abas) com os nomes *Dados e Resultados*.

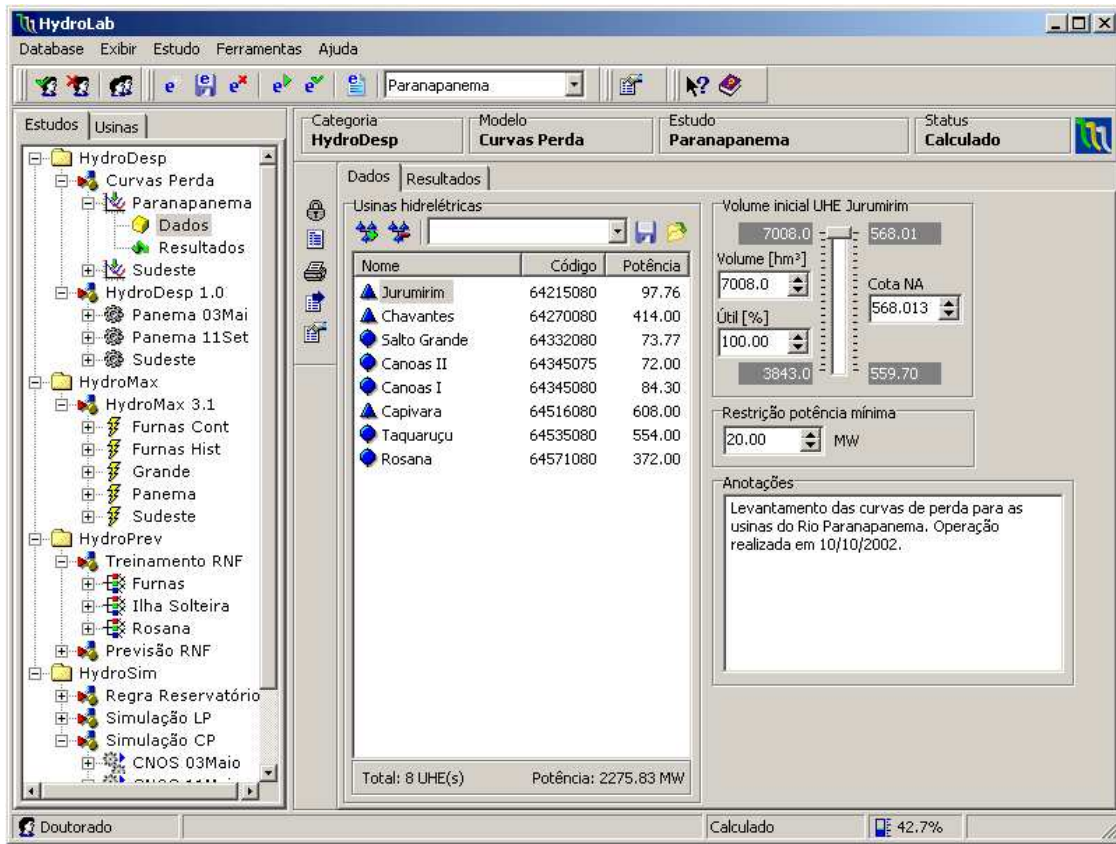


Figura 6.2. O programa HydroLab.

Para um primeiro contato com o programa HydroLab, destacam-se sete quadros que compõem a interface gráfica: O *menu* de comandos, a barra de ferramentas horizontal, o quadro de cabeçalho, o gerenciador de estudos, a barra de ferramentas vertical, o quadro de conteúdo e a barra de *status*.

Faz-se, a seguir, uma descrição desses sete quadros e comenta-se o papel de cada um no funcionamento da interface gráfica do programa HydroLab. Serão utilizadas preferencialmente imagens do programa trabalhando com estudos de curvas de perda. O motivo para essa decisão é de simplificar a descrição da interface, devido à simplicidade de dados e resultados dos estudos de curvas de perda. A quantidade reduzida de dados e resultados facilita a compreensão do fluxo normal da interação do usuário com os recursos da interface gráfica.

6.2.1 Menus e Barra de Ferramentas Horizontal

O programa HydroLab compartilha dos recursos de gerenciamento de usuários existentes no programa HydroData. Os comandos envolvidos na interação com o banco de dados de usuários são aqueles que permitem o acesso ao sistema. A seguir, na Figura 6.3, faz-se uma descrição dos comandos localizados nos *menus Database e Estudos*. Esses contêm os comandos oferecidos ao usuário nas tarefas rotineiras do uso do programa. A descrição a seguir apresenta os ícones associados aos comandos para identificação dos respectivos botões na barra de ferramentas. Os comandos do *menu Database* relacionam-se com os bancos de dados de usuários e de usinas hidrelétricas. Na Tabela 6.1, faz-se uma descrição do *menu Database*.

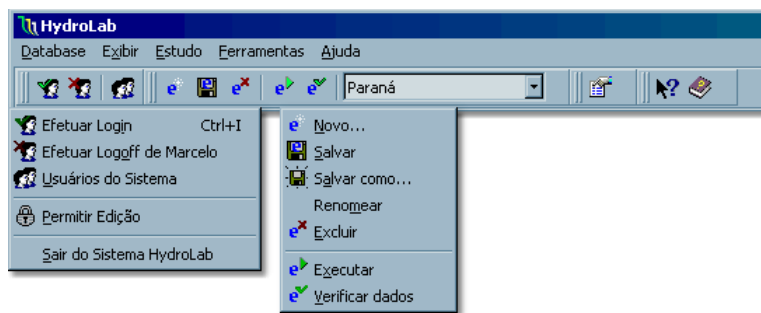


Figura 6.3. Montagem dos menus principais e a da barra de ferramentas do programa HydroLab.

Comando	Ícone	Descrição
Efetuar Login		Esse comando abre o diálogo Acesso ao HydroLab.
Efetuar Logoff		Esse comando é visível somente quando algum usuário encontra-se utilizando o programa. Essa ação encerra as atividades do usuário, verificando se algum dado necessita ser salvo em disco. Depois de efetuado o logoff, o programa permanece em funcionamento, o que permite que outro usuário acesse o sistema.
Usuários do Sistema		Esse comando abre o diálogo Usuários do Sistema. Esse diálogo permite aos administradores gerenciarem os usuários do sistema. Usuários regulares podem alterar seus dados cadastrais (Nome, Login e Senha).
Permitir Edição		Esse comando faz o bloqueio/desbloqueio da edição de campos do banco de dados das usinas (veja item sobre integração com <i>HydroData</i>).

Tabela 6.1. Descrição dos comandos do menu Database.

É interessante notar que o programa HydroLab, ao compartilhar os recursos de gerenciamento de usuários descritos para o programa HydroData, acaba por herdar o controle dos privilégios que esses usuários possuem. Assim, se um usuário acessar o sistema HydroLab, e esse possuir algum tipo de restrição (filtro) na visualização do banco de dados das usinas hidrelétricas, essa restrição também estará ativa na utilização do programa HydroLab. Uma ilustração da estrutura e interação entre os programas HydroLab e HydroData, será apresentada mais adiante.

Os comandos do *menu Estudo* estão relacionados com as tarefas mais comuns na criação, gerenciamento e exclusão de estudos. Quando um dos comandos desse menu é selecionado, as respostas são apresentadas no gerenciador de estudos. Para mais detalhes, veja a descrição do gerenciador, adiante neste documento. A seguir, faz-se uma descrição das opções criadas para a interação com estudos.







Comando	Ícone	Descrição
Novo...		Esse comando cria um novo estudo. O modelo é escolhido em função do nó atualmente selecionado no gerenciador de estudos.
Salvar		Esse comando salva os dados do estudo em disco, alterando o <i>status</i> do estudo para Armazenado.
Salvar Como...		Esse comando permite salvar o estudo com outro nome. Esse comando cria uma nova cópia para os arquivos em disco. O resultado final é a duplicação do estudo original. O <i>status</i> do estudo é modificado para Modificado.
Renomear		Esse comando troca o nome do estudo selecionado no gerenciador de estudos. Não é feita duplicação dos arquivos, somente o nome do estudo é alterado. O <i>status</i> do estudo é modificado para Modificado.
Excluir		Esse comando exclui o estudo do gerenciador de estudos e apaga os arquivos do disco.
Executar		Esse comando executa o estudo. Se o estudo não foi salvo, esse comando realiza o salvamento dos dados antes da execução. O <i>status</i> do estudo é alterado para Calculado, Otimizado, Treinando, Previsto ou Simulado, em função do modelo corrente.
Verificar Dados		Esse comando verifica a consistência dos dados, permitindo ao usuário verificar se o modelo aceita os dados selecionados para o estudo.

Tabela 6.2. Descrição dos comandos do menu *Estudo*.

Cabe lembrar que os comandos do *menu Estudo* identificam automaticamente o modelo atualmente selecionado pelo usuário. Isso implica que o comando *Novo...*, por exemplo, irá criar um novo estudo de curvas de perda, se esse for o modelo selecionado no *gerenciador de estudos*. Se o modelo for o otimizador HydroMax, um novo estudo de otimização será criado. Essa propriedade exemplifica os recursos de modularidade do programa HydroLab, descrita mais adiante, neste capítulo.

6.2.2 Quadro de Cabeçalho

O quadro de cabeçalho tem a função de auxiliar o usuário a identificar a categoria, o modelo e o nome do estudo atualmente selecionados na interface. No quadro verifica-se também o *status* do estudo. Um exemplo pode ser visto na Figura 6.4.

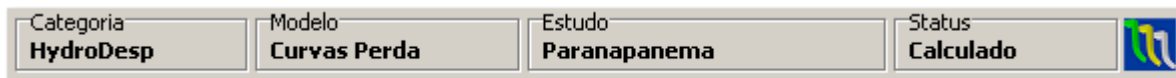


Figura 6.4. Quadro de cabeçalho dos estudos.

6.2.3 Status dos Estudos

Na barra de *status* do programa, apresenta-se o nome do usuário que está acessando o sistema, as mensagens e dicas para a utilização de comandos, botões, listas e gráficos, como também algumas mensagens simples de erro. O *status* de um estudo está descrito a seguir.

Status	Descrição
Modificado	Um estudo é marcado como Modificado quando um ou mais de seus dados é alterado. Esse tipo de <i>status</i> também é utilizado quando o usuário troca o nome do estudo ou salva-o com outro nome (duplicação de estudos).
Armazenado	Um estudo é marcado como Armazenado quando o usuário salva o estudo.
Calculado, Otimizado, Treinado, etc.	Um estudo é marcado como Calculado, Otimizado, Treinando, Previsto ou Simulado quando o estudo é executado. Cada estudo estabelece um nome para esse tipo de <i>status</i> . Por exemplo, um futuro estudo de ajuste de modelos auto-regressivos para a previsão de vazões poderá acrescentar o <i>status</i> Ajustado ao sistema.
Corrompido	Esse <i>status</i> é utilizado para indicar algum problema com a leitura ou escrita dos arquivos que armazenam os dados de entrada e resultados dos estudos.

Tabela 6.3. Descrição dos possíveis valores de *status* de um estudo.

O *status* dos estudos representa a situação em que se encontra o estudo em termos do armazenamento em disco, das alterações nos dados de entrada e do sucesso na execução do modelo. Existem quatro tipos de *status* compartilhados pelos estudos, conforme apresentado na Tabela 6.3. É interessante notar que o terceiro tipo de *status* é definido pelo estudo, e não pelo sistema HydroLab.

6.2.4 O Gerenciador de Estudos

O gerenciador de estudos é um componente de funções aplicadas à manutenção e organização visual dos estudos criados pelo usuário. Esse recurso é muito importante para a interface gráfica do programa. O usuário utiliza com frequência esse gerenciador nas tarefas de criação, execução e análise dos resultados dos estudos, englobando, principalmente, as funções encontradas nos comandos do *menu Estudo*.

O projeto do gerenciador de estudos foi feito com cuidados especiais para que esse seja capaz de assimilar a adição de novas categorias e modelos ao sistema HydroLab. Na presente versão do programa, existe o gerenciamento de seis modelos: a determinação das curvas de perda na geração hidrelétrica, o otimizador para o despacho de máquinas, o otimizador determinístico para o planejamento energético, e o previsor de vazões baseado em redes neurais combinadas à lógica *fuzzy*, e dois modelos de simulação de sistemas hidrelétricos em longo e curto prazo.

O gerenciador de estudos foi implementado a partir do componente gráfico do sistema operacional *Windows* chamado *TreeView*. Esse componente tem a capacidade de apresentar uma grande quantidade de informações, separadas hierarquicamente em níveis, permitindo ao usuário organizar e analisar uma grande quantidade de informações em um pequeno espaço da interface gráfica. Um exemplo dos recursos de apresentação do gerenciador de estudos, pode ser verificado na Figura 6.5.

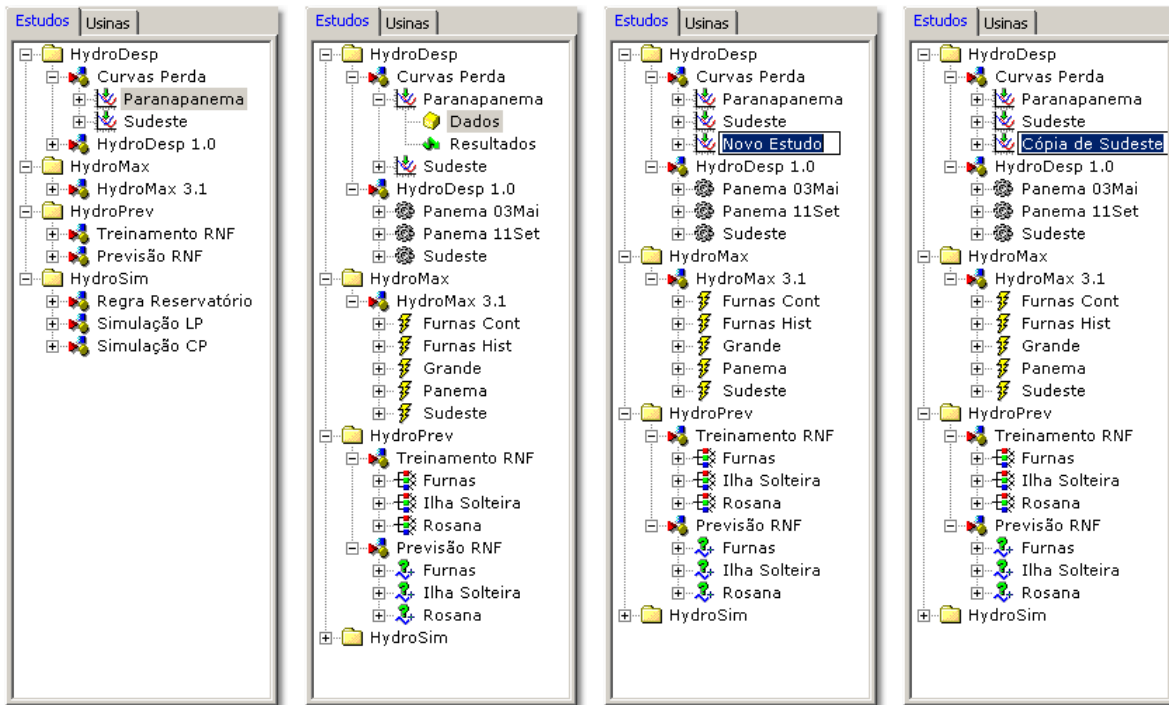


Figura 6.5. O gerenciador de estudos.

Na Figura 6.5a, vê-se os dois primeiros níveis da árvore do gerenciador que representam as quatro categorias de modelos atualmente implementadas: *HydroDesp*, *HydroMax*, *HydroPrev* e *HydroSim*. A categoria *HydroDesp* faz referência ao modelo de otimização do despacho do número de máquinas que minimiza as perdas na geração. A categoria *HydroMax* conta com o modelo de otimização para o planejamento energético, segundo o modelo desenvolvido por Cicogna (1999). A categoria *HydroPrev* possui atualmente o modelo de previsão de vazões baseado em Redes Neurais combinadas à Lógica Fuzzy, segundo o modelo proposto por Ballini (2000). A categoria *HydroSim* conta com modelos de simulação da operação de sistemas hidrelétricos para as etapas de planejamento de curto e longo prazo.

Na Figura 6.5b, vê-se a forma pelo qual o gerenciador organiza os estudos segundo seus modelos e categorias. Nessa figura, nota-se dois estudos de determinação de curvas de

perda (*Paranapanema* e *Sudeste*), dois estudos de otimização *HydroDesp 1.0* (*Panema 03Mai, 11Set* e *Sudeste*), cinco estudos de otimização *HydroMax* (*Furnas Cont/Hist, Grande, Panema* e *Sudeste*), três estudos de treinamento de redes neuro-fuzzy e de previsão de vazões (*Furnas* e *Ilha Solteira* e *Rosana*). No terceiro nível da árvore do gerenciador, cada nó representa os vários estudos criados pelo usuário. Cada um desses nós possui dois nós subordinados, no quarto nível, que são: *Dados* e *Resultados*. Esses nós facilitam o acesso aos dados e resultados, quando se utiliza o gerenciador de estudos.

Conforme citado na descrição do *menu Estudo*, cada um dos comandos que interagem com estudos tem uma resposta direta na apresentação do gerenciador. Na Figura 6.5c, vê-se a resposta ao comando *Novo...*, na hipótese do modelo *HydroDesp/Curva de Perda* estar selecionado. Na Figura 6.5d, vê-se o resultado do comando *Salvar Como...* aplicado ao estudo de curvas de perda para as usinas do Rio Tietê. É interessante notar que o gerenciador adiciona ao nome original do estudo a informação “*Cópia de* ” e o resultado obtido é uma duplicação do estudo *Sudeste*. Esse tipo de recurso pode ser escolhido em substituição à criação de novos estudos, visando à economia de tempo na configuração de novos dados.

6.2.5 O Conteúdo dos Estudos

O quadro de conteúdo funciona sempre em resposta a escolhas feitas no gerenciador de estudo. O objetivo desse quadro, conforme o próprio nome indica, é apresentar o conteúdo do objeto selecionado na árvore de nós do gerenciador. Cabe salientar que cada estudo é responsável pelo arranjo visual de seus dados e resultados.

Para ilustrar o funcionamento do quadro de conteúdo, inicialmente apresenta-se o resultado da escolha do nome de um modelo no gerenciador de estudos, conforme pode ser verificado na Figura 6.6. Nessa figura, vê-se o modelo de nome *HydroMax 3.1* selecionado no gerenciador de estudos. No quadro de conteúdo, vê-se uma lista com detalhes dos estudos criados para esse modelo. Nota-se, também, que o quadro de cabeçalho muda seus dados para apresentar o conteúdo de um modelo.

Pretende-se que essa lista de estudos de um modelo seja estendida para comportar ferramentas que permitam a criação de cópias de segurança, bem como a importação e exportação de dados e resultados armazenados no disco.

Quando a lista de estudos recebe um clique duplo do *mouse*, o estudo em foco é apresentado ao usuário. Assim, a lista de um determinado modelo serve como ferramenta de

busca e conseqüente visualização de estudos. Cabe salientar que os estudos criados para um determinado usuário não são visualizados pelos demais usuários do sistema.

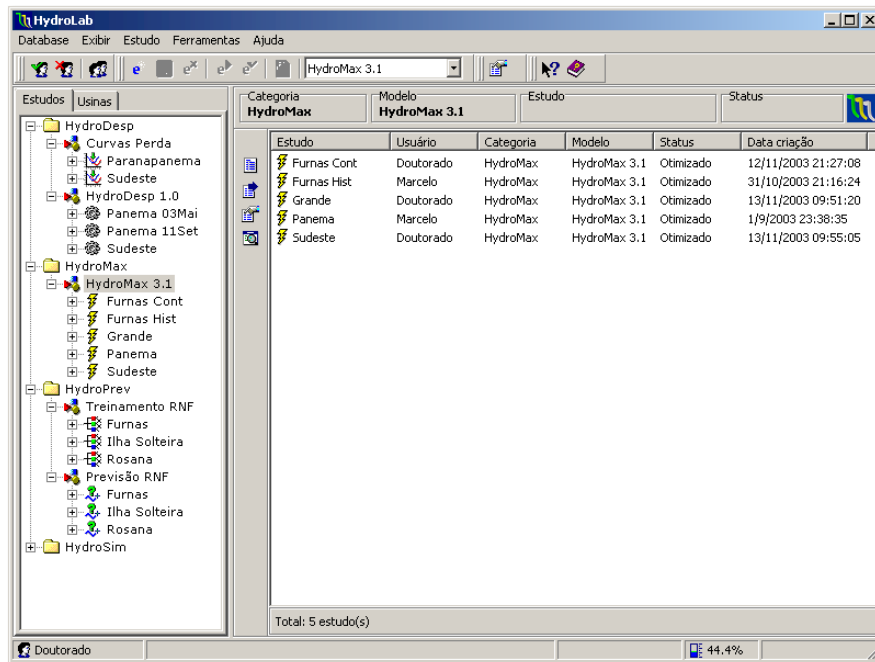


Figura 6.6. O quadro conteúdo de um modelo.

6.2.6 Integração com HydroData

Conforme mencionado anteriormente, os bancos de dados de usuários e de usinas hidrelétricas são compartilhados pelo programa HydroLab; além disso, os mesmos recursos gráficos para a organização e apresentação de usinas hidrelétricas do programa HydroData são utilizados pelo HydroLab. Dessa forma, na pesquisa de dados das usinas hidrelétricas, tem-se uma grande comodidade no uso do HydroLab, isso porque não é necessário mudar de aplicativo para visualizar os dados de usinas.

Na Figura 6.7, vê-se a aba Usinas selecionada e a conseqüente apresentação dos recursos gráficos do programa HydroData. A integração ficou tão harmoniosa que somente a barra de ferramentas e o título da janela levam o usuário a lembrar que o programa ativo é o HydroLab. Note-se que o quadro de cabeçalho também se altera para a apresentação do nome, codinome, sigla e código da usina selecionada.

A criação de componentes de interface reutilizáveis foi uma preocupação freqüente no projeto e implementação dos programas HydroData e HydroLab. Conforme verificado na figura anterior, os resultados compensaram os esforços. Mais detalhes sobre o reaproveitamento de código serão apresentados no item sobre modularidade.

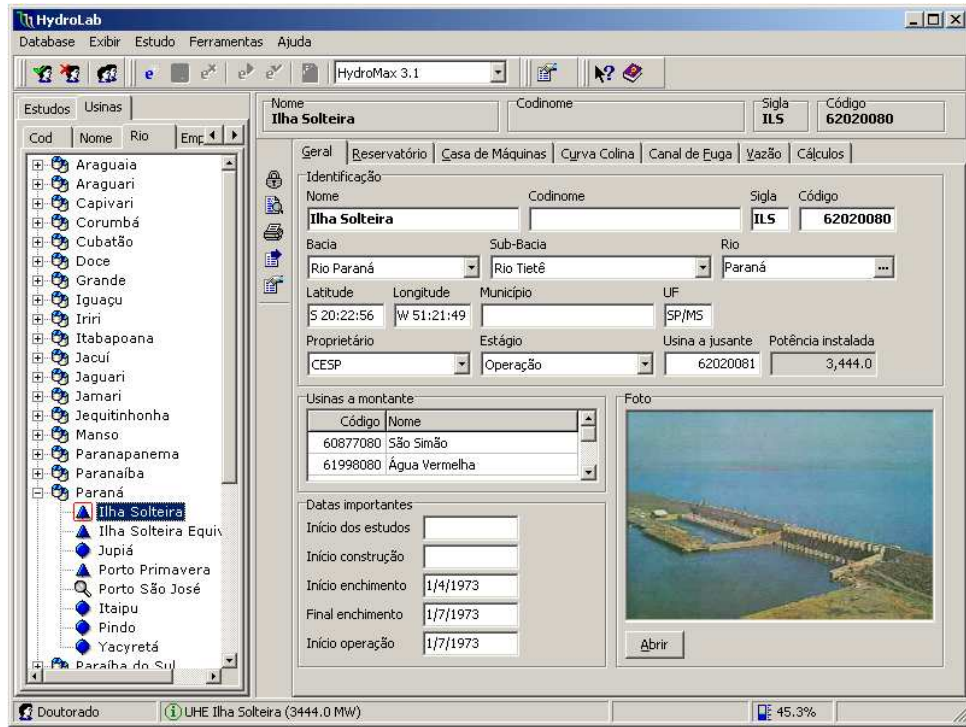


Figura 6.7. Integração de interfaces HydroLab e HydroData.

6.2.7 Verificação da Consistência dos Dados

O sistema HydroLab permite que cada estudo especifique uma lista de testes para a verificação da consistência dos dados. Esse recurso é bastante útil na prevenção de execução de estudos com dados inconsistentes, os quais podem gerar dúvidas no processo de análise dos resultados. Para demonstrar tal recurso do sistema, apresenta-se, na Figura 6.8, um exemplo retirado dos estudos de curvas de perda. Nesses estudos, é imprescindível a existência dos dados de rendimento dos conjuntos Turbina/Gerador, geralmente denominados de curvas colina das máquinas.

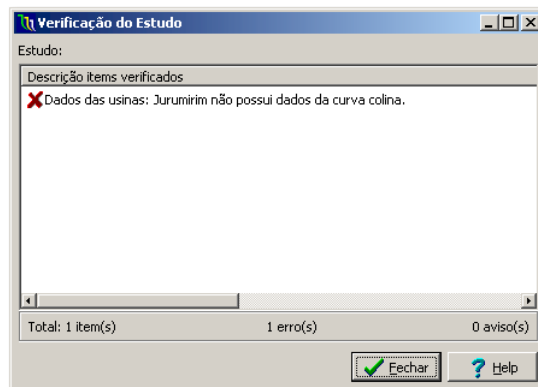


Figura 6.8. Verificação de estudos.

No caso apresentado na Figura 6.8, colocou-se os dados da usina de Pirajú, a qual encontra-se em construção na data em que se escreve esta tese. O verificador apresenta os problemas encontrados na aplicação da lista de testes fornecidos pelo modelo atualmente trabalhado pelo usuário.

6.2.8 Execução de Estudos

O comando para executar um determinado estudo, localizado no *menu* Estudos e na barra de ferramentas horizontal, foi implementado com uma característica especial. O pedido de execução de um estudo, ou seja, a chamada para que o modelo resolva o problema configurado nos dados do estudo, é realizado utilizando-se a propriedade multitarefa do sistema operacional *Windows* 32 bits.

O resultado obtido nessa implementação multitarefa dos modelos numéricos do sistema HydroLab pode ser notado pelo usuário quando um estudo é colocado em processamento de cálculos. Enquanto os cálculos são processados pelo computador, todos os outros recursos da interface continuam reagindo às ações do usuário. Quando cálculos complexos e demorados são colocados à execução pelo sistema operacional, essa propriedade do sistema HydroLab elimina o comportamento de “travamento” da interface,.

Para que o usuário saiba que os estudos estão em processo de cálculo, o sistema apresenta janelas que informam o andamento da execução, conforme apresentado na Figura 6.9. Nessa figura, vê-se dois instantes da evolução dos cálculos de um estudo de otimização da cascata de usinas Furnas e Água Vermelha. O diálogo apresenta informações sobre a diminuição da função objetivo (minimização da complementação termelétrica), sendo que o gráfico é atualizado dinamicamente durante o processo de obtenção da solução ótima.

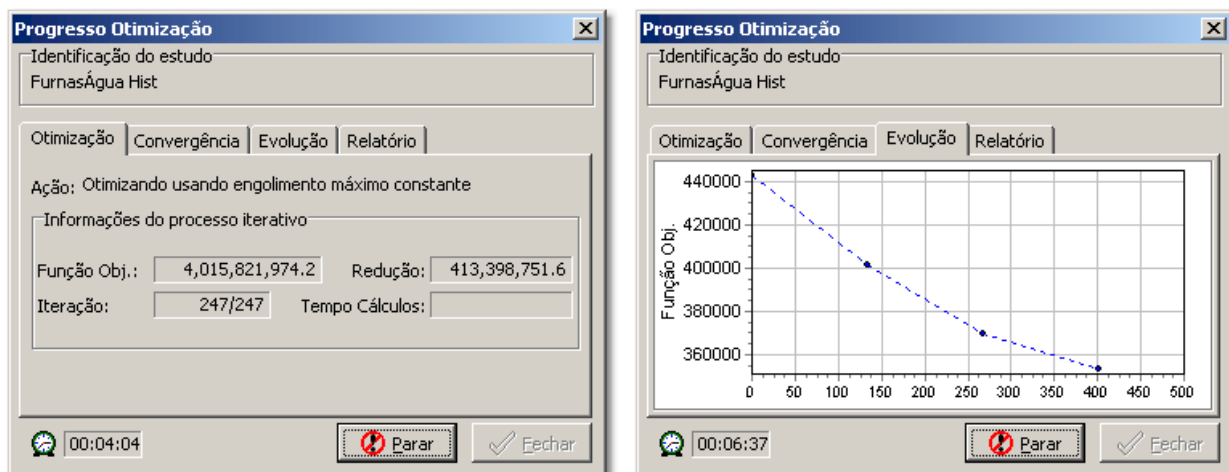


Figura 6.9. Informações sobre a evolução dos cálculos de um estudo de otimização.

Os estudos que determinam as curvas de perda na geração também possuem diálogos para o acompanhamento dos cálculos, mas nesse caso o tempo de processamento é bastante pequeno, conforme verificado na Figura 6.10.

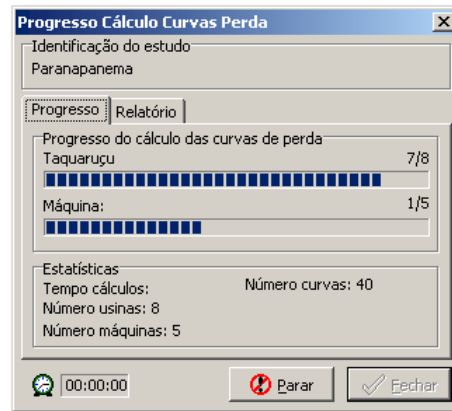


Figura 6.10. Informações sobre a evolução dos cálculos de um estudo de curvas de perda.

Termina aqui a descrição do funcionamento geral da interface gráfica do programa HydroLab. O gerenciamento de estudos baseia-se na organização dos quadros de estudos e de conteúdo. Nos próximos itens serão apresentados o gerenciamento de usuários e características avançadas da engenharia de *software* projetada para o programa HydroLab.

6.3 Sistema Multi-usuário

A implementação de um sistema gerenciador de usuários que permitisse o acesso simultâneo à base de dados e aos estudos foi iniciada com o desenvolvimento do programa HydroData. Esse recurso foi projetado e implementado com objetivo de que o programa HydroLab, o qual seria implementado após a criação da base de dados HydroData, utilizasse o mesmo módulo gerenciador de acessos e usuários, dando-se também uma característica multi-usuário.

A criação de sistemas de banco de dados normalmente é motivada por necessidades de organização, normatização e controle de grandes quantidades de informação (Elmasri e Navathe, 2000). O processo de planejamento, implementação e uso de um sistema de banco de dados tem como resultado a coleta, organização e conglomeração de informações. Dessa forma, é natural que, depois de construído um banco de dados, exista um cuidado permanente com a consistência e duplicação dos dados. O acesso simultâneo de vários usuários ao sistema permite eliminar a necessidade de duplicação e distribuição de cópias das informações para cada usuário do sistema.

Trazendo esse raciocínio para o problema de gerenciamento dos dados de usinas hidrelétricas, a construção de um sistema multi-usuário permite que as informações cadastrais das usinas sejam mantidas singulares, eliminando o risco de futuros problemas causados pela duplicação de informações. Somado a esse fato, o acesso simultâneo aos dados assegura que alterações feitas nos dados sejam disponibilizadas para os outros usuários do sistema. Essa afirmação também é válida para o gerenciamento de estudos, feito a partir do programa HydroLab.

A questão de consistência dos dados também exige cuidados especiais na criação e manutenção do banco de dados. No entanto, a solução que garante a consistência das informações é bastante dependente das características que constituem a natureza das informações contidas no banco de dados. A solução mais comum utiliza-se de um conjunto de testes realizados com os dados para aferir a consistência dos mesmos. A cada alteração ou inclusão de novos dados, este conjunto de testes é ativado sobre os dados.

Em se tratando de hidreletricidade, o modelo relacional dos dados das usinas foi construído com restrições que realizam um grande conjunto de testes de consistência (Bowman et al., 1996). Além dessa lista de testes intrínseca ao modelo relacional, o programa HydroData acrescenta mais um conjunto de ferramentas para validação dos dados apresentados e/ou editados através de sua interface gráfica.

Os cuidados com a consistência e duplicação dos dados são uma obrigação permanente dos programas gerenciadores de dados. Para alcançar tal meta, a descrição do funcionamento dessa nova característica de acesso simultâneo dos programas HydroData e HydroLab começa pela recapitulação do funcionamento do acesso aos dados.

O funcionamento principal do banco de dados concentra-se no papel que o Sistema Gerenciador¹ de Banco de Dados (*Database Manager System – DBMS*) faz na criação e manutenção dos dados. Esse sistema é definido como uma coleção de programas que permite aos usuários criar e gerenciar um banco de dados. Um DBMS é, portanto, um sistema computacional de aplicação geral, que facilita o processo de definição, construção e manipulação de banco de dados (Elmasri e Navathe, 2000).

O sistema *Interbase* é compatível com o padrão ANSI SQL 92, sendo esse o padrão mais utilizado pelas grandes empresas que desenvolvem sistemas DBMS. Foi a partir da característica de acesso simultâneo de vários usuários existente no sistema *Interbase* que se construiu o acesso multi-usuário dos programas HydroData e HydroLab.

Avançando um pouco mais no entendimento do funcionamento do acesso aos dados, o processo de construção tem início na definição do modelo relacional e da inserção dos dados através de um arquivo de instruções SQL (geralmente chamado de *arquivo script*). Esse arquivo de instruções é submetido à interpretação do *Interbase*. O programa constrói uma versão utilizável do banco de dados, que, para o sistema DBMS *Interbase*, resume-se à criação de um único arquivo com extensão *gdb*. A partir desse ponto o *Interbase* torna-se um interlocutor entre os aplicativos e o banco de dados, conforme ilustrado na Figura 6.11.

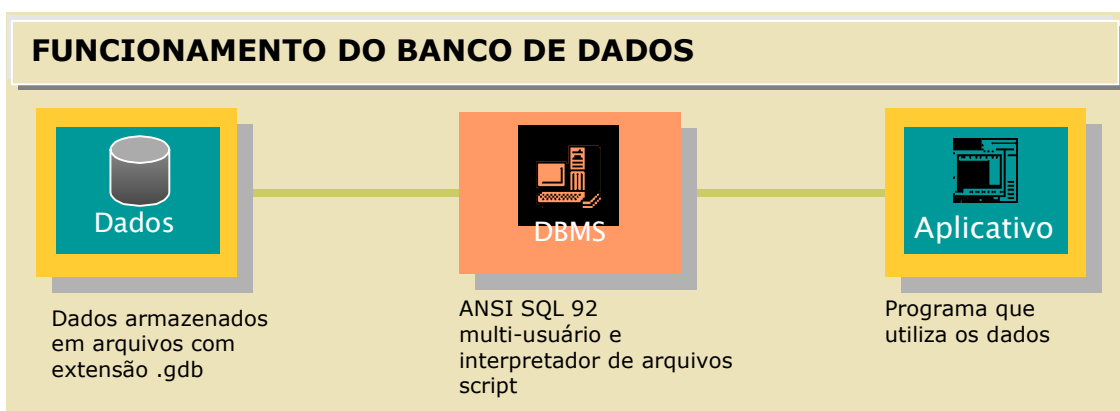


Figura 6.11. Diagrama ilustrativo da interação entre o aplicativo, o DBMS *Interbase* e os dados.

¹ Cabe salientar que o programa *HydroData* é denominado de programa gerenciador dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas, mas as tarefas de gerenciamento dos dados, conforme atribuições de um sistema DBMS, são realizadas pelo sistema *Interbase*.

É interessante notar que esse arquivo de instruções SQL tem uma função estratégica para o grupo de pesquisa. Essas instruções podem ser encaradas como o código genético do banco de dados. As instruções adequam-se ao padrão SQL 92, permitindo a recriação do banco de dados das usinas em outros DBMS, como por exemplo, os sistemas Oracle, Sysbase, Informix e MS SQL Server.

Na ilustração da Figura 6.11, verifica-se apenas um aplicativo em conexão com o DBMS. No entanto, devido à característica multi-usuário dos sistemas gerenciadores, pode-se colocar vários aplicativos em comunicação com o DBMS. Imaginando-se que esse sistema corporativo seja executado em uma rede de computadores, pode-se planejar um sistema no qual os arquivos de dados, o DBMS e os aplicativos estejam distribuídos entre computadores conectados a uma rede corporativa. Além da rede, cabe ressaltar a importância que o sistema operacional tem no gerenciamento do tráfego de informações e na responsabilidade pela segurança dos arquivos de dados.

Para testar a propriedade multi-usuário do sistema HydroData e HydroLab, utilizou-se uma rede de computadores com topologia semelhante à apresentada na ilustração da Figura 6.12. No computador principal, chamado de Servidor, foram instalados a versão *Server* do sistema *Interbase* e os arquivos de banco de dados com extensão *gdb*. O sistema operacional testado foi o *Windows 2000 Professional* (versão substituta do *Windows NT*). Nas máquinas clientes, foram instaladas a versão *Client* do *Interbase*, bem como os programas HydroData e HydroLab.

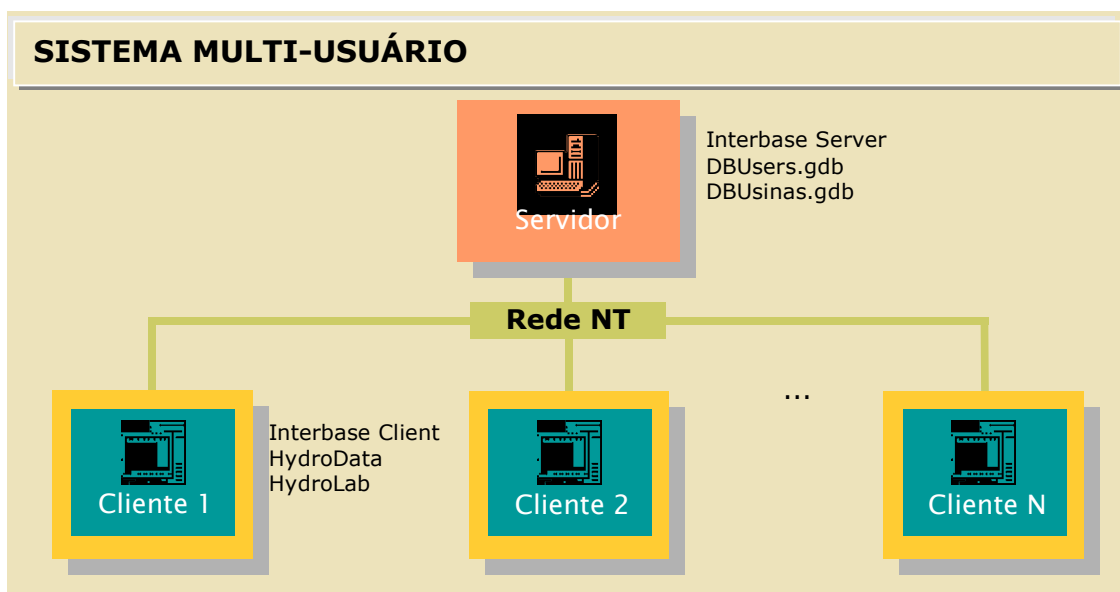


Figura 6.12. Ilustração de uma possível topologia de rede para uso dos programas HydroLab.

O sistema de acesso multi-usuário, executado em uma rede de computadores com o sistema operacional *Windows 2000*, funcionou com um bom desempenho, não provocando descontentamento nos usuários. Essa propriedade dos programas HydroData e HydroLab de funcionarem em uma rede corporativa, em conjunto com a organização de recursos gráficos, coloca-os em um patamar profissional de desenvolvimento de *software*.

6.3.1 Acesso ao Sistema

A tarefa de conexão dos programas HydroData e HydroLab é feita através de um sistema de usuários previamente cadastrados e de senhas. Os usuários são cadastrados antes de terem acesso ao sistema. Os dados desse cadastro são armazenados em um bando de dados que funciona em paralelo ao banco de dados das usinas hidrelétricas. Dessa forma, o acesso ao sistema resume-se no fornecimento de um nome e uma senha, previamente cadastrados no banco de dados dos usuários. Na Figura 6.13, vê-se o diálogo quando um usuário (*Doutorado*) requisita acesso ao sistema.

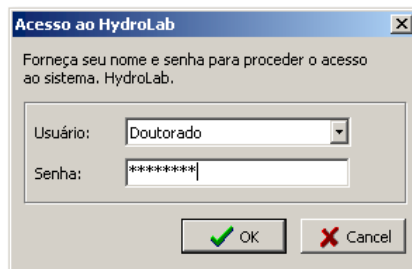


Figura 6.13. Acesso aos programas HydroLab.

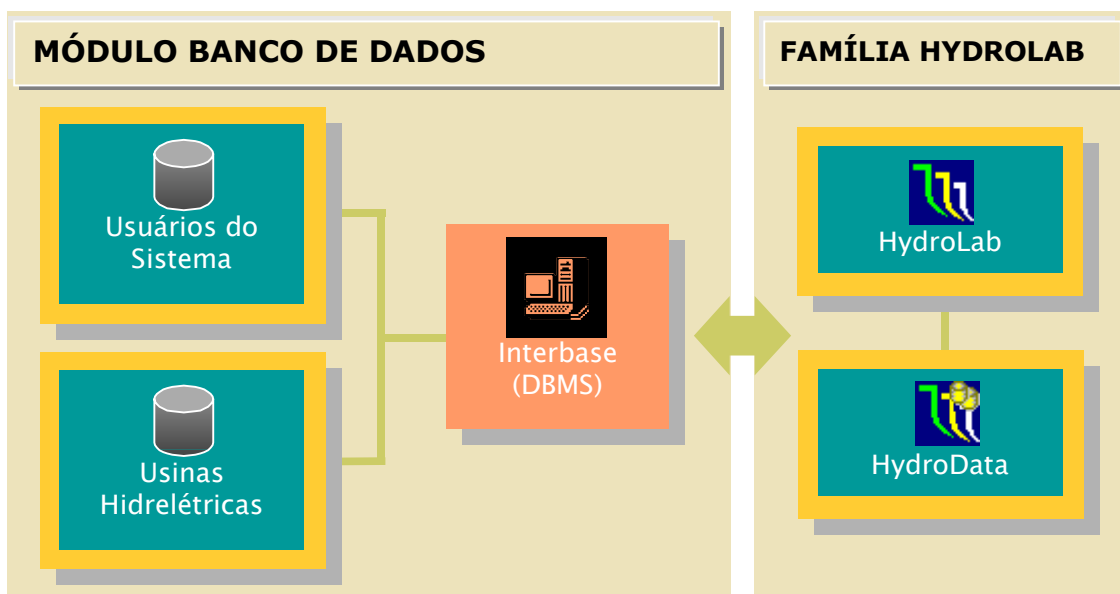


Figura 6.14. Ilustração da organização do módulo de dados e dos programas da família HydroLab.

Considerando o esquema de funcionamento anteriormente apresentado, somando-se os dois bancos de dados criados para o sistema HydroData, apresenta-se, na Figura 6.14, um diagrama de organização dos dados, do sistema gerenciador, e dos aplicativos que necessitam de acesso às informações das usinas e usuários.

Conforme esquematizado na figura anterior, é importante salientar que os dados dos usuários não são propriedade exclusiva do programa HydroData. Esse banco de dados de usuários é compartilhado por outros programas, conforme será descrito mais adiante.

6.3.2 Segurança e Usuários

Os aplicativos são providos de um sistema de segurança que protege cada cópia dos programas. Esse sistema de segurança impede que cópias não registradas do sistema sejam utilizadas por usuários não autorizados (Figura 6.15).

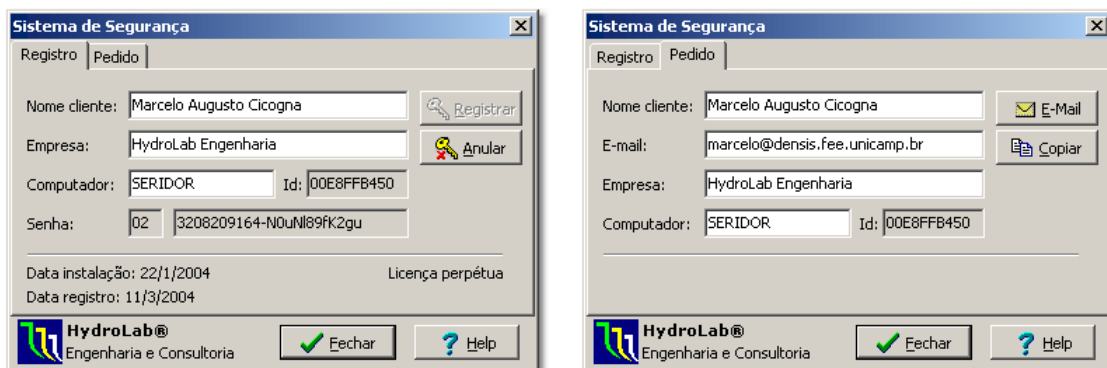


Figura 6.15. Sistema de segurança de cópias dos programas da família HydroLab.

A existência do sistema de segurança atribui aos programas a característica de prazo de validade, permitindo criar cópias de teste que funcionam sem registro por um período de trinta dias. O sistema de segurança gerencia licenças anuais de uso do programa. Após esta data, o sistema de segurança informa ao usuário a necessidade de renovar a licença com o conseqüente pedido aos fornecedores de uma nova senha de registro, não sendo necessário, para tanto, adquirir novos arquivos.

O registro é feito através do pedido (Figura 6.15a) de uma senha aos desenvolvedores do sistema, sendo que essa senha é determinada utilizando-se o nome do cliente, o nome da empresa, e um número de identificação do computador onde será instalado o programa. Essa última informação impede que cópias registradas sejam copiadas e utilizadas em outros computadores. Após recebida a senha, o usuário pode proceder a ação de registro (Figura 6.15b).

O programa possui, também, um sistema de gerenciamento dos usuários e seus privilégios de acesso. As informações contidas no banco de dados dos usuários podem ser visualizadas e editadas através do diálogo *Usuários do Sistema*, conforme apresentado na Figura 6.16. Nessa figura, pode-se visualizar um exemplo das informações de um usuário, como também o exemplo de uma lista de todos os usuários cadastrados no sistema.

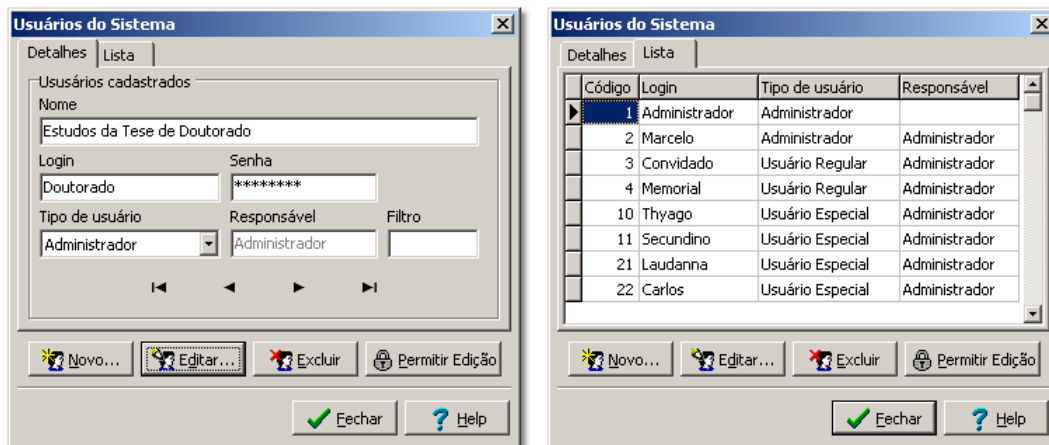


Figura 6.16. Sistema de gerenciamento dos usuários dos programas da família HydroLab.

Foram criados três níveis de privilégios para a utilização do programa:

Tipo	Ícone	Descrição
Administrador		O tipo Administrador possui permissão total de alteração dos dados de usuários e usinas. Além disso, um usuário que possua esse tipo de privilégio pode criar/excluir usuários com quaisquer um dos outros níveis de privilégios. O nível de privilégio Administrador permite a imposição de filtros para outros usuários do sistema. Esses filtros funcionam como restrições na visão que o usuário tem do banco de dados.
Usuário Especial		O tipo Usuário Especial possui permissão total de alteração dos dados de usuários e usinas, com exceção dos usuários com atribuição de Administrador. Um usuário que possua esse tipo de privilégio pode criar usuários com o mesmo nível de privilégio, ou então usuários regulares. A opção de exclusão aplica-se somente a usuários regulares.
Usuário Regular		O tipo Usuário Regular não possui permissão de alteração dos dados de usuários e usinas. Um usuário que possua esse tipo de privilégio não pode alterar dados das usinas e nem criar outros usuários. É permitido apenas ao usuário editar seus próprios dados cadastrais (Nome, Login e Senha).

Tabela 6.4. Descrição de três níveis de privilégios dos programas da família HydroLab.

A criação de um banco de dados de usuários e a implementação de acesso subordinado a um conjunto de privilégios permite modificar o comportamento dos programas em função do tipo de usuário que está requisitando acesso ao sistema. Essa característica é importante no controle dos usuários, principalmente quanto às ações de alterações do banco de dados. Esta estratégia atende à restrição de consistência permanente dos dados.

6.4 Integração com Outros Modelos

Uma estratégia importante adotada no projeto do sistema HydroLab foi a criação de arquivos do tipo texto ASCII para todos os dados e resultados manipulados pelos estudos. Geralmente, modelos matemáticos são implementados com uma seqüência bastante simples de funcionamento: leitura dos dados de entrada em arquivos de texto, processamento e escrita dos resultados em arquivos de texto.

O sistema HydroLab obtém seus dados diretamente do banco de dados das usinas hidrelétricas. Com essa estratégia, não é necessária a criação de arquivos de banco de dados. No entanto, é necessária a escrita de arquivos de entrada e saída de dados, para que seja possível futuras consultas aos dados/resultados de estudos criados na interface do programa.

O motivo dessa opção é facilitar a adição de modelos desenvolvidos por outros pesquisadores. Um teste dessa estrutura de modificação e expansão do sistema HydroLab foi executado com a adição do modelo de previsão de vazões através de uma metodologia criada a partir de Redes Neurais e Lógica Fuzzy (Ballini, 2000; Ballini e Soares, 2000) e com a adição do modelo de despacho ótimo de máquinas HydroDesp (Arce, Ohishi e Soares, 2002).

Os arquivos de entrada e saída são criados com informações sobre os respectivos conteúdos. Isso permite ao usuário ler esses arquivos e interagir com eles. Um dos resultados obtidos com essa propriedade é a edição direta de dados que não são possíveis através da interface gráfica. Por exemplo, imagine-se um caso no qual a usina de Itaipu é considerada como uma usina a fio d'água, com intuito de analisar o comportamento energético do sistema sudeste brasileiro. Para esse objetivo, o reservatório de Itaipu pode ser deplecionamento num cenário de crise, como o verificado em 2001.

Nesse exemplo, permite-se ao usuário editar o arquivo de entrada do estudo de otimização, alterado-se os volumes mínimo e máximo do reservatório de Itaipu. Ao executar o estudo, o modelo de otimização é instruído a ler os dados localizados nos arquivos de entrada, considerando Itaipu como um reservatório a fio d'água.

Um exemplo dos arquivos gerados pelo HydroLab pode ser visualizado na Figura 6.17. Nessa figura, dá-se destaque à documentação dos dados feita a partir de frases iniciadas com "//". Os estudos são capazes de desprezar esse tipo de informação durante o processo de leitura dos dados. Cabe salientar que essa propriedade do sistema permite uma versatilidade grande no atendimento a necessidades não previstas pelo pesquisador na fase de projeto da interface dos estudos.

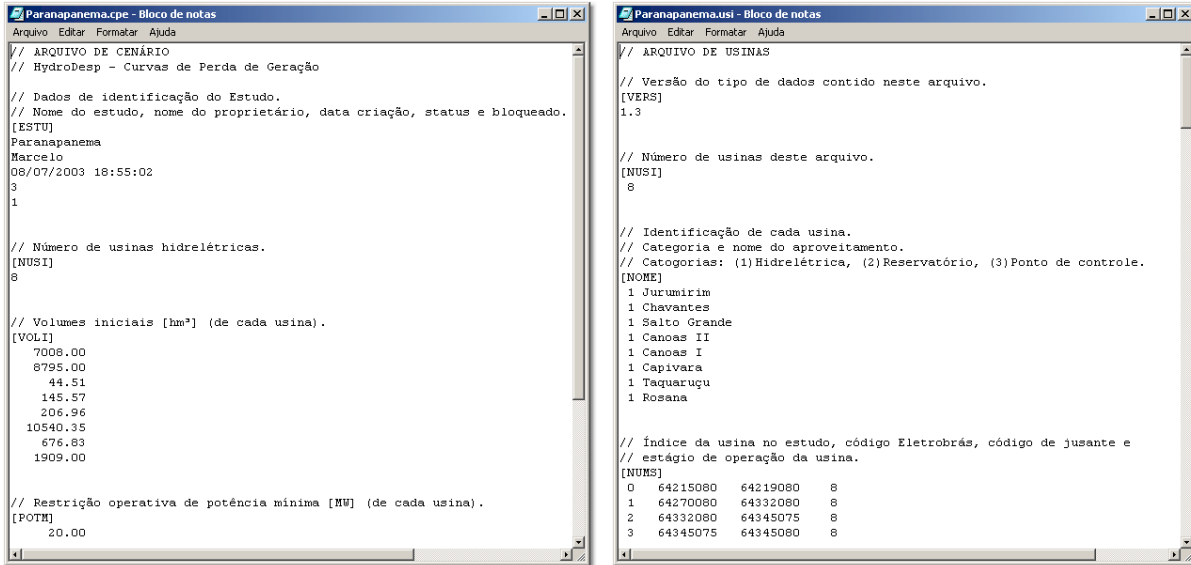


Figura 6.17. Exemplos de arquivos de entrada para um estudo de curvas de perda.

O programa permite acesso direto aos dados armazenados para cada estudo, conforme visualização de seus arquivos de dados. Esse recurso oferece grandes avanços na flexibilidade de edição de dados de um estudo de simulação. Destaca-se a apresentação dos dados com sintaxe diferenciada para cada elemento dos arquivos de dados, conforme ilustrado na Figura 6.18.

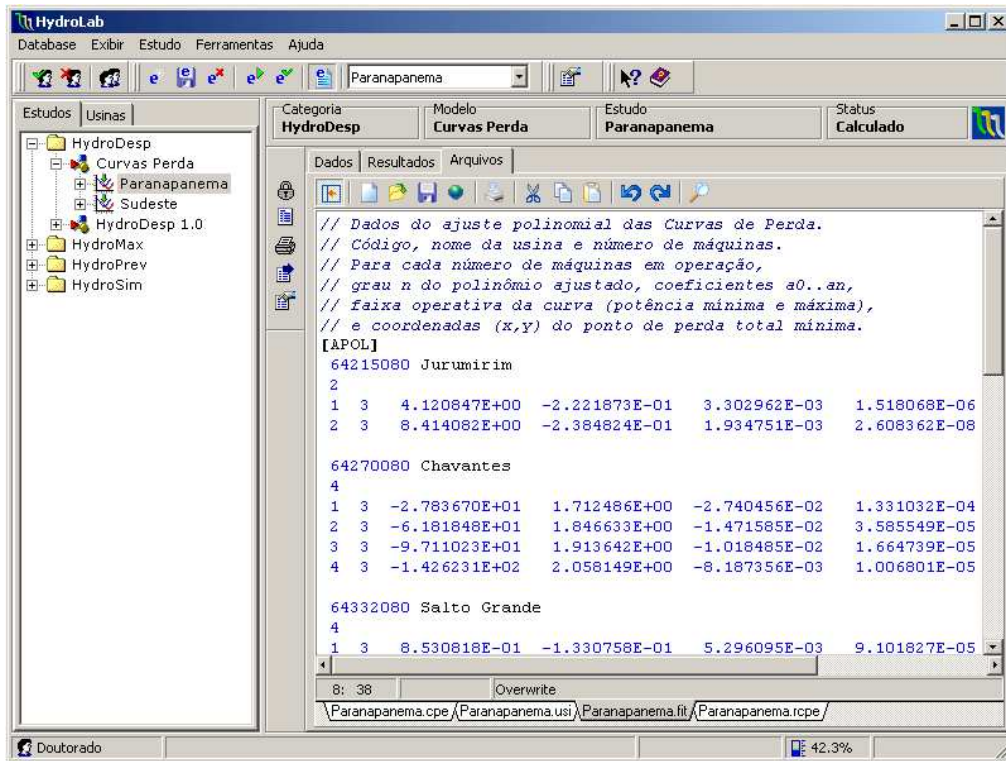


Figura 6.18. Arquivos de dados de um estudo de simulação.

6.5 Modularidade

Neste item, descreve-se características da estrutura e funcionamento dos diversos componentes do programa HydroLab, seja em sua interface gráfica ou nos modelos gerenciados pelo sistema. A descrição dessas características inicia-se com o conceito de polimorfismo oriundo do paradigma de programação orientada a objetos. Por fim, descreve-se a modularidade empregada na concepção da interface gráfica (Gamma, 1995 e Blilie, 2002).

6.5.1 Polimorfismo

O conceito de polimorfismo representa um mecanismo muito poderoso dentre aqueles encontrados na coleção de recursos do paradigma de programação orientada a objetos. Pode-se entender polimorfismo como a capacidade que um certo objeto tem de modificar suas operações em função do contexto onde esteja inserido. É necessário que a classe que descreve tal objeto esteja em uma cadeia de relações de herança, ou seja, que tal classe seja derivada de uma outra. O polimorfismo permite que um objeto da classe base realize operações da classe derivada. Uma descrição bastante didática de como isso é possível pode ser encontrada em Horstmann (1997).

Para ilustrar o uso do mecanismo de polimorfismo no sistema HydroLab, faz-se, abaixo, a descrição da classe de objetos que representa um estudo. Do ponto de vista do sistema, um estudo pode ser encarado como um padrão de comunicação que oferece acesso as tarefas de criar, salvar, executar e apagar estudos.

Assim, um objeto estudo, perante o módulo principal, pode ser representado como um objeto que define operações básicas: criar um novo estudo, abrir, salvar, renomear e duplicar um estudo existente. Em termos de abstração da comunicação entre o módulo principal e um estudo, o primeiro não necessita ter conhecimento de como tais operações são implementadas.

Para esclarecer como esses conceitos são manipulados no projeto de *software*, faz-se, na seqüência, uma descrição da abstração de um estudo do ponto de vista do módulo principal (Tabela 6.5). Nota-se que a descrição faz uma previsão de como serão as operações quanto aos valores passados como parâmetro ao objeto estudo. Existe também uma breve descrição dos dados básicos que um estudo deve possuir. A descrição simples, apresentada anteriormente, foi utilizada para definir o padrão de comunicação entre o módulo principal e os estudos, recebendo assim a denominação de *classe abstrata*. Na teoria, esse tipo de classe recebe o nome de *abstract base class* (Horstmann, 1997 e Stroustrup, 1997).

Classe Abstrata: TEstudo	
Operações	Dados
Novo (Nome)	Nome do estudo
Salvar()	Diretório onde se localizam os arquivos de entrada e saída
Abrir ()	Data de criação
Salvar Como (NovoNome)	Status
Renomear()	Comentários
Verificar Consistência()	
Executar()	
Excluir()	

Tabela 6.5. Descrição da classe base TEstudo.

Por definição, os métodos de uma classe abstrata devem ser modificados na declaração de suas classes derivadas. Não é permitido ao programador criar objetos de uma classe abstrata, justamente por tratar-se de um padrão de comunicação (entende-se que os métodos da classe abstrata são “ocos” quanto ao seu código de implementação).

O módulo principal possui um ponteiro para a classe TEstudo. O polimorfismo acontece quando o usuário seleciona um estudo no gerenciador de estudos, fornecendo ao módulo principal um ponteiro para umas das classes derivadas da classe abstrata TEstudo.

A classe que define o comportamento de um estudo de curvas de perda é derivada da classe TEstudo. É obrigação da classe de curvas de perda definir o código para as oito operações do estudo genérico, de acordo com as características próprias do modelo de curvas de perda. Além disso, a classe derivada pode criar novas operações e dados para auxiliar as computações envolvidas na implementação das oito operações originais. Para exemplificar tal processo, faz-se, a seguir, a descrição da classe TEstudoCPerda.

Classe: TEstudoCPerda (TEstudo)	
Operações	Dados
Novo (Nome)	Conjunto de usinas
Salvar()	Volumes iniciais
Abrir ()	
Salvar Como (NovoNome)	
Renomear()	
Verificar Consistência()	
Executar()	
Excluir()	

Tabela 6.6. Descrição da classe derivada TEstudoCPerda.

Nota-se que na nova classe foram declaradas oito cabeçalhos dos métodos de forma idênticas à da classe abstrata, sendo mantido, portanto, a interface estabelecida com o módulo principal. Além disso, foram criados novos dados para o estudo, lembrando que os demais dados da nova classe são herdados da classe base.

O objetivo dessa técnica é permitir a adição de novos modelos ao sistema HydroLab com rapidez e eficiência. Essas são as principais vantagens do projeto de objetos utilizando-se polimorfismo. Quando o módulo principal for acionado pelo usuário para criar um novo estudo, por exemplo, a operação executada será aquela existente na implementação do modelo selecionado. Se futuramente outro pesquisador propuser um novo modelo para o cálculo de curvas de perda, ele terá apenas que criar uma nova classe derivada de TEstudo. A partir desse ponto, o trabalho concentra-se na definição de como os métodos abstratos devem se comportar para o caso específico do novo modelo.

A seguir, apresenta-se um diagrama de classes que ajuda a visualizar a relação entre as classes de estudos do sistema HydroLab.

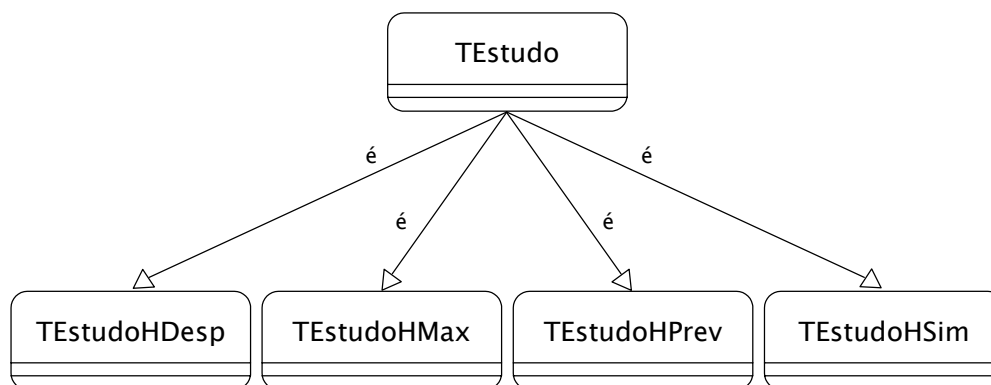


Figura 6.19. Diagrama de classes do polimorfismo de estudos.

6.5.2 Modularidade da Interface Gráfica

Em C++, um módulo de código de um programa computacional pode ser entendido como um conjunto de classes definidas em um arquivo. O objetivo, na implementação desses módulos, é torná-los simples em seu funcionamento, mantendo a capacidade desses módulos serem utilizados por outros. Neste item, faz-se uma ilustração de como o projeto do sistema HydroLab leva em consideração a criação de módulos.

No projeto dos estudos que farão parte do HydroLab, notou-se rapidamente a necessidade de apresentar um conjunto de usinas hidrelétricas. Algumas opções foram levantadas, tais como: uma lista que apresentasse o nome da usina, seu código e mais alguma

informação; um quadro para a escolha de usinas que permitisse visualizar as usinas do banco de dados, guardar seleções sob um nome e abrir seleções existentes; um quadro para apresentação das usinas do banco de dados na forma de uma árvore de nós, com várias opções de organização (por código, nome, rio, empresa e bacia hidrográfica).

Na Figura 6.20, pode-se visualizar como esses três quadros (chamados de *frames* pelo ambiente de desenvolvimento *Borland C++ Builder*) foram concebidos, em termos de sua apresentação ao usuário. Os quadros são apresentados na forma gráfica que o programador tem quando implementa o funcionamento desses módulos. Por isso mesmo, junto à descrição visual desses *frames*, existe o código C++ que implementa o funcionamento dos mesmos.

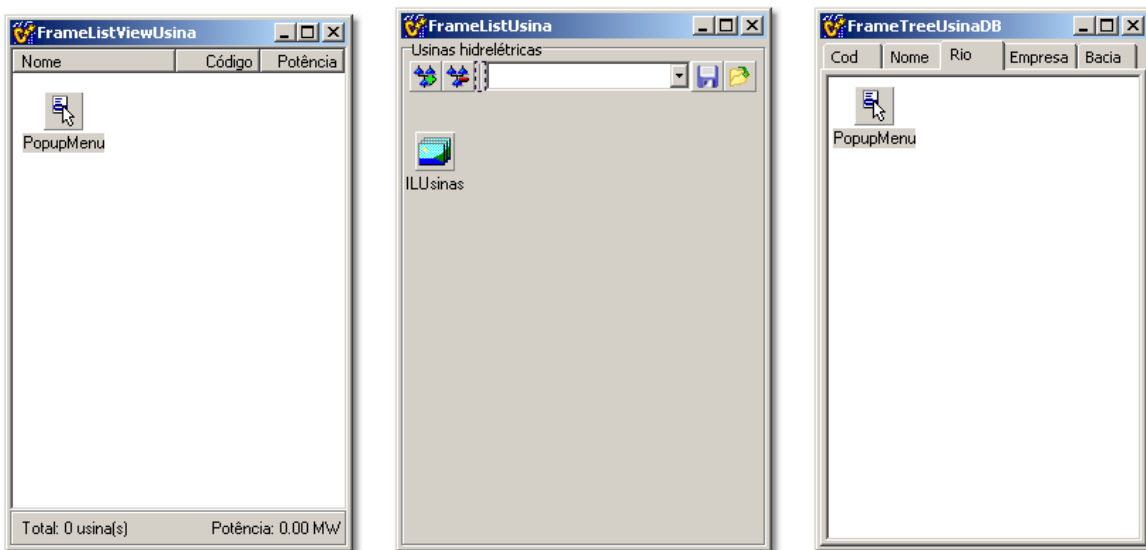


Figura 6.20. Exemplos de frames criados para a modularização da interface gráfica.

A modularidade entra em ação quando pequenos componentes podem ser combinados para a construção de elementos de interface mais complexos. Um exemplo disso é a combinação do *frame* que apresenta uma lista de usinas com o *frame* que permite selecionar usinas e salvar conjuntos de usinas sob algum nome.

Em tempo de execução, a combinação desses módulos aparece ao usuário como um elemento de interface que permite selecionar e visualizar a lista de usinas de um estudo (Figura 6.21a). O módulo que acessa o banco de dados e reproduz seu conteúdo na forma de uma árvore de nós, com abas que podem mudar a organização das usinas, tem sua visualização em tempo de execução exemplificado pela Figura 6.21b.

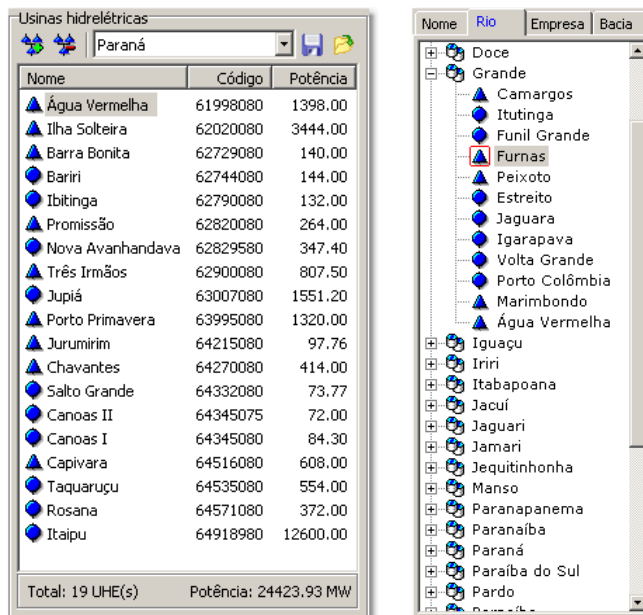


Figura 6.21. Módulos em tempo de execução.

Os módulos podem ser combinados de formas muito variadas, nas quais o limite acaba sendo a eficiência do projeto e a implementação de seu funcionamento. Para mostrar um exemplo dessa propriedade, discute-se, a seguir, o diálogo que permite ao usuário adicionar ou remover usinas de estudo. Esse diálogo faz uso do *frame* TFrameListUsina (conforme apresentado na Figura 6.20b), sendo acessado através do botão localizado no canto superior esquerdo do quadro.

Na Figura 6.22, apresenta-se o diálogo *Adicionar Usinas Hidrelétricas* em destaque, no qual pode-se notar os dois *frames* da Figura 6.21, mas com um funcionamento diferente. O usuário pode encontrar a usina desejada na árvore de nós e colocar as usinas de interesse na lista *Seleção*. Pode-se usar a propriedade de arrastar e soltar do *mouse* para colocar grupos de usinas na lista.

Conclui-se que a modularidade traz benefícios grandes ao desempenho e extensão da interface gráfica. Cada módulo pode ser aproveitado de várias formas, eliminando a tarefa de recriar componentes existentes. Além disso, ao se modificar um módulo, com objetivo de acrescentar uma nova funcionalidade, por exemplo, obtém-se a atualização automática de todos os outros trechos do código que utilizam a nova versão do componente.

O programa HydroLab, em seu trajeto de amadurecimento, irá receber um número cada vez maior de componentes gráficos projetados e implementados conforme a descrição anterior. Ao final deste trabalho, a coleção de recursos gráficos reutilizáveis tornar-se-á um ponto de partida para o rápido desenvolvimento de novas interfaces gráficas. Além disso, cada

recurso adicionado ao sistema, talvez pela existência de novos requisitos, será projetado e implementado respeitando o conceito de modularidade apresentado, contribuindo mais um pouco com a coleção de componentes disponíveis no sistema HydroLab.

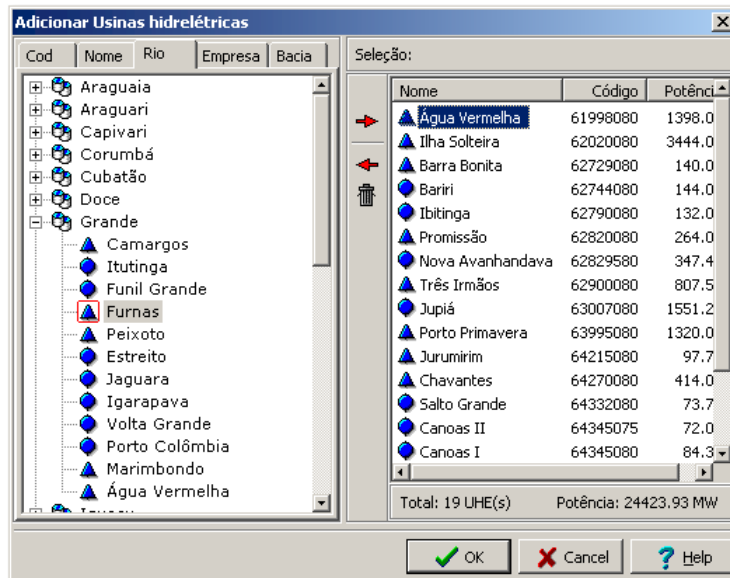


Figura 6.22. Combinação de módulos em tempo de execução.

Como o leitor pode constatar, os sistemas computacionais contidos neste trabalho se apresentam como alternativas concretas no suprimento de necessidades reais do setor elétrico brasileiro, principalmente quanto à unificação de modelos matemáticos e de bases de dados técnicos das usinas hidrelétricas e termelétricas.

No próximo capítulo será apresentado um estudo de caso da utilização do sistema HydroLab na tarefa completa de operação de um sistema hidrotérmico, partindo do planejamento da operação em horizonte de longo prazo e chegando até o detalhamento da programação da operação em horizonte diário.

Capítulo 7

Estudo de Caso

Este capítulo descreve a aplicação do programa HydroLab em um estudo do caso de solução dos problemas de planejamento e programação da operação. Serão apresentadas imagens do programa no gerenciamento de estudos de otimização, previsão de vazões e simulação de sistemas hidrotérmicos. As ilustrações apresentadas neste capítulo são imagens capturadas diretamente da interface gráfica do programa HydroLab. Dessa forma, o leitor pode acompanhar a utilização do sistema nas tarefas de planejamento e programação da operação.

7.1 Planejamento da Operação

Nesse item serão apresentados alguns exemplos¹ de utilização das ferramentas de planejamento da operação implementadas no sistema HydroLab. Serão apresentados estudos criados com os módulos HydroMax, HydroPrev e HydroSim LP, respectivamente.

7.1.1 O Módulo HydroMax

Para ilustrar a utilização do módulo HydroMax, inicia-se pela apresentação da solução ótima do modelo de otimização para o mais simples dos sistemas hidrotérmicos. Esse sistema é formado por uma única usina hidrelétrica e uma única usina termelétrica, supondo-se um sistema hidrotérmico balanceado com os sistemas térmico e hidráulico com mesma capacidade.

O objetivo desse estudo é apresentar algumas características da solução ótima que são verificadas também em soluções com um maior número de usinas hidrelétricas. Mais detalhes sobre as características da solução ótima determinada pelo modelo HydroMax são encontrados em Soares e Carneiro (1991) e em Cicogna (1999).

Na Figura 7.1, pode-se visualizar os resultados do estudo de nome *Furnas Hist*, com destaque para a trajetória ótima de armazenamento da UHE Furnas em um cenário hidrológico igual ao histórico de vazões naturais. A primeira observação interessante de se fazer sobre a trajetória ótima de armazenamento apresentada na Figura 7.1 é notar que as condições de armazenamento inicial e final são fornecidas apenas para o primeiro intervalo de tempo (maio/1931) e para o último intervalo (abril/1998). Entretanto, durante o horizonte de otimização, o reservatório de Furnas atinge seu valor máximo na grande maioria dos anos, sempre no mês de maio.

Para deixar mais claro este comportamento, faz-se na Figura 7.2 um detalhamento da solução para a década de 80. Nessa figura, apresenta-se, também, o histórico de vazões naturais registradas para o posto de vazões de Furnas durante a década de 80. Esse gráfico é acompanhado das médias mensais, para se ter um ponto de referência sobre a magnitude das vazões registradas no período de análise. Pode-se constatar que os períodos chuvosos dos anos de 1981, 1982 e 1983 foram bastante superiores as médias mensais do histórico, com destaque para a maior vazão do histórico registrada em janeiro/1982.

¹ Utilizou-se um computador Pentium III de 1,0 GHz e 512 MBytes de memória RAM para processar os estudos desse capítulo.

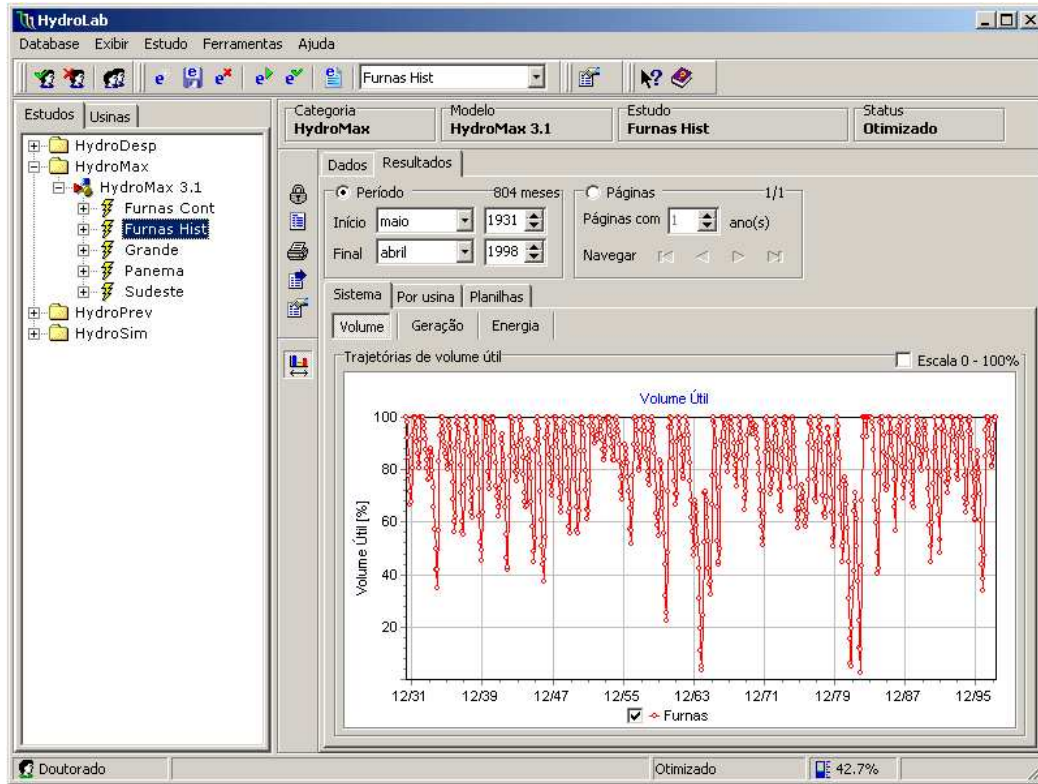


Figura 7.1. Trajetória ótima de armazenamento para UHE Furnas sobre seu histórico de vazões.

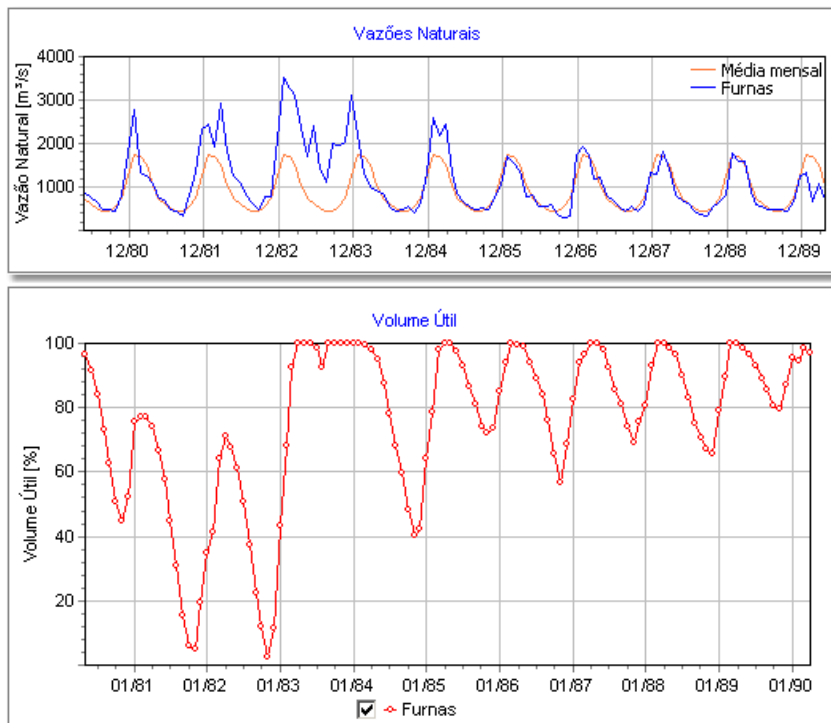


Figura 7.2. Análise da trajetória ótima de armazenamento frente as vazões afluentes.

Comparando a magnitude das aflúências com a trajetória de armazenamento pode-se concluir que a solução ótima não atinge volume máximo do reservatório em maio apenas para anos que precedem anos muito úmidos. Para os demais períodos, o comportamento de reservatório cheio em maio é verificado.

Ainda para o caso da UHE Furnas operando isoladamente, pode-se fazer um estudo da influência das condições de contorno nas trajetórias ótimas de armazenamento e vazão defluente. Na Figura 7.1, apresentada anteriormente, pode-se visualizar um estudo de nome Furnas Cont. Para esse estudo, configurou-se um horizonte de dez anos formados pelas vazões médias mensais. Além disso, impõe-se volume inicial e final iguais a zero, o que significa colocar o reservatório de Furnas em seu nível mínimo operativo. A solução deste estudo está apresentada na Figura 7.3.

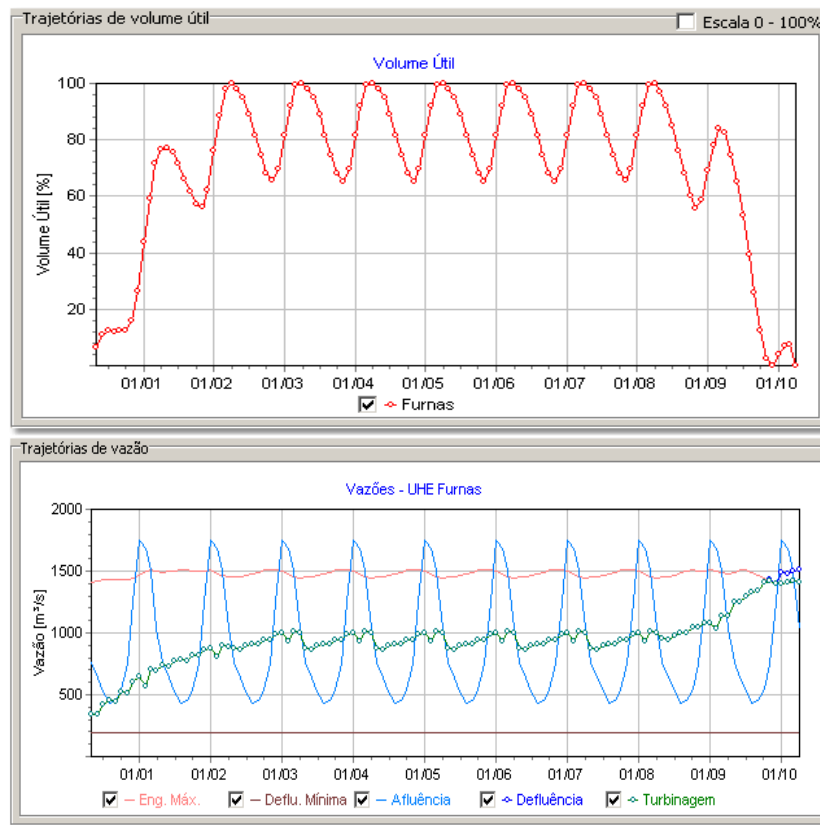


Figura 7.3. Análise influência das condições de contorno nas trajetórias ótimas de armazenamento e vazão defluente.

Nota-se que a trajetória de armazenamento possui um comportamento típico para as vazões médias do posto de Furnas. Este comportamento pode ser verificado a partir do segundo ano do horizonte de otimização. Nos dois primeiros anos, a solução ótima determina que o reservatório de Furnas deve recuperar armazenamento, até que este esteja cheio em maio do

segundo ano. Para conseguir tal objetivo, nota-se nas trajetórias de vazão que existe um gradual aumento da vazão defluente até que o reservatório recupere armazenamento. A partir desse ponto, a solução ótima se repete para os seis próximos anos. Nos dois últimos anos, o reservatório volta a ser deplecionado devido à condição de contorno que determina o estado final de armazenamento igual ao nível mínimo de operação.

Esse estudo permitiu avaliar a importância da queda e, conseqüentemente, da cota do nível d'água de montante do reservatório na solução ótima de operação de uma usina hidrelétrica.

Uma vez ilustradas as características da operação isolada de uma usina, parte-se, agora, para a análise da solução ótima de um sistema de usinas hidrelétricas operando em conjunto com um parque termelétrico complementar de mesma capacidade. O primeiro estudo nesse sentido apresenta os resultados obtidos para a otimização da operação dos principais reservatórios do Rio Grande. O cenário hidrológico é composto pelas médias mensais do histórico de vazões naturais, conforme ilustrado na Figura 7.4.

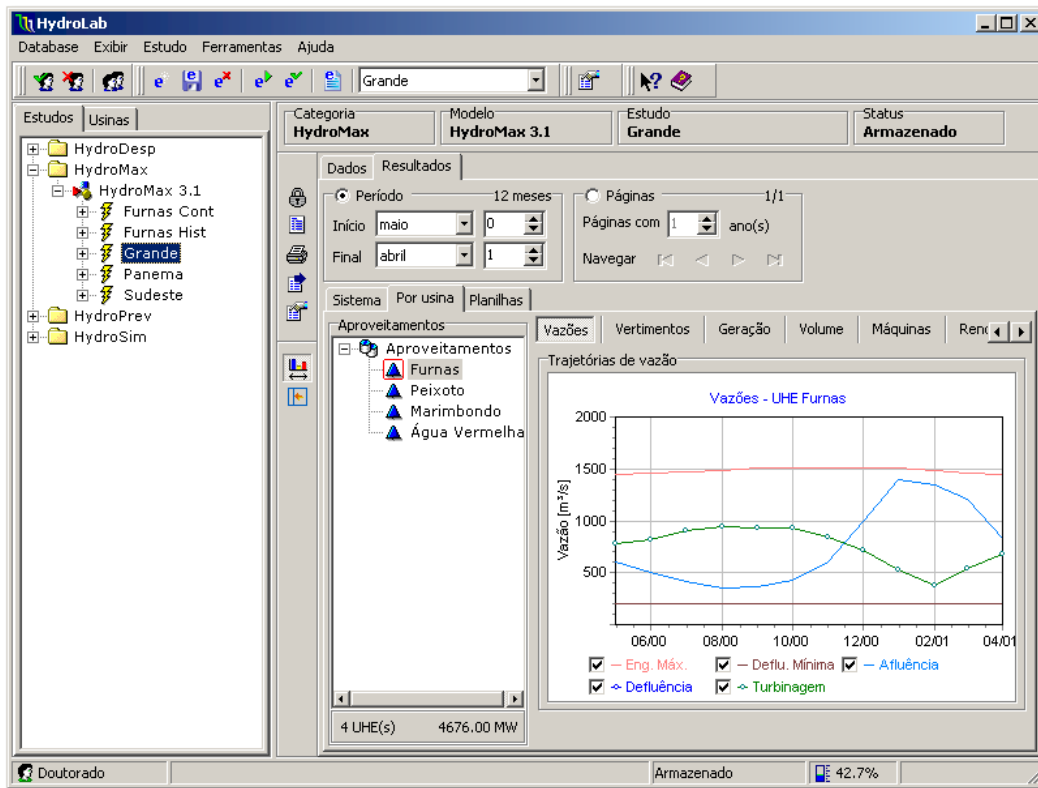


Figura 7.4. Trajetória de vazão defluente de UHE Furnas em operação conjunta com outras três usinas.

Na seqüência, vê-se na Figura 7.5 as trajetórias de armazenamento e geração hidrelétrica resultantes da otimização e o mercado atendido. A complementação térmica pode ser visualizada pela diferença dessas duas trajetórias.

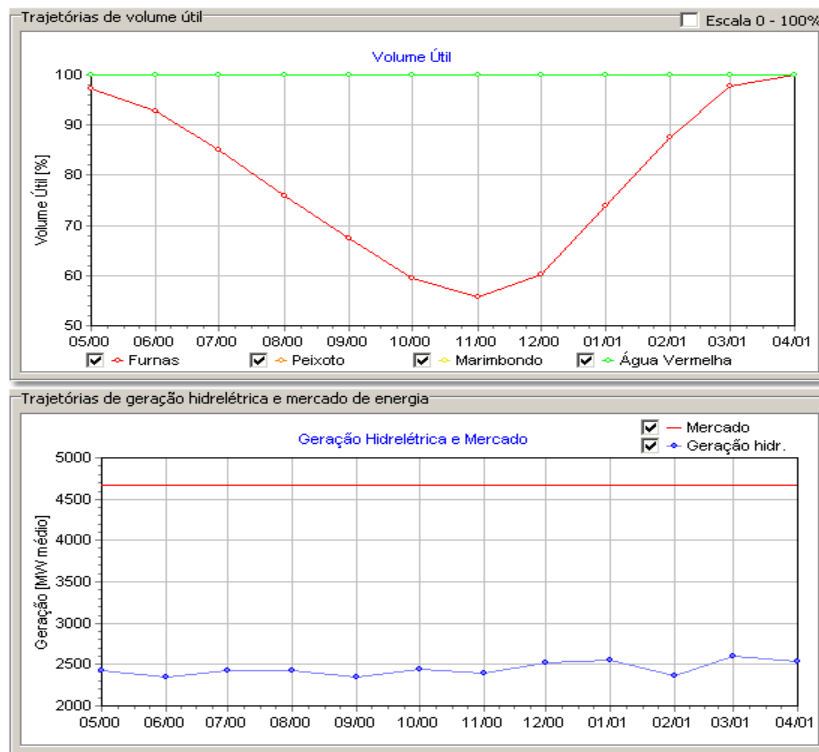


Figura 7.5. Trajetórias de armazenamento, geração hidrelétrica e mercado atendido para o estudo de otimização dos reservatórios do Rio Grande.

O primeiro comportamento que se destaca é o fato de apenas a usina de Furnas proporcionar a regularização das vazões. As demais usinas permanecem com seu reservatório cheio e turbinando a vazão afluyente, o que caracteriza uma operação a fio d'água para seus reservatórios de acumulação.

O resultado da regularização de vazões feito pela utilização do volume do reservatório de Furnas fica claro ao se analisar a trajetória de vazão defluyente, a qual possui um formato invertido em relação à vazão afluyente ao reservatório (Figura 7.4). A trajetória de geração hidrelétrica tem tendência de paralelismo com o mercado atendido, devido aos custos marginais crescentes da complementação térmica (Soares e Carneiro, 1991). Mais detalhes sobre as características da solução ótima do modelo HydroMax podem ser encontrados em Cicogna (1999).

Nas figuras 7.6 e 7.7, apresentam-se os resultados obtidos com a otimização das oito usinas localizadas no Rio Paranapanema. Esta cascata de usinas é interessante de se analisar pois essa possui dois reservatórios de acumulação na cabeceira do Rio Paranapanema (UHE Jurumirim e UHE Chavantes) e um reservatório de acumulação no quarto final do rio (UHE Capivara). Nesse último, registram-se os maiores valores de vazão incremental, devido a um afluyente do Rio Paranapanema que o intercepta entre os reservatórios de Canoas II e Capivara.

Conforme verificado na otimização das usinas do Rio Grande, no caso das usinas do Rio Paranapanema a regularização recai fortemente sobre o reservatório de cabeceira, nesse caso Jurumirim. Diferentemente do caso anterior, o segundo reservatório, Chavantes, promove um pouco de regularização das vazões com um pequeno deplecionamento nos meses de setembro a janeiro. Como resultado, o reservatório de Capivara pode permanecer em sua cota máxima operativa, turbinando uma vazão numericamente igual à vazão afluente regularizada.

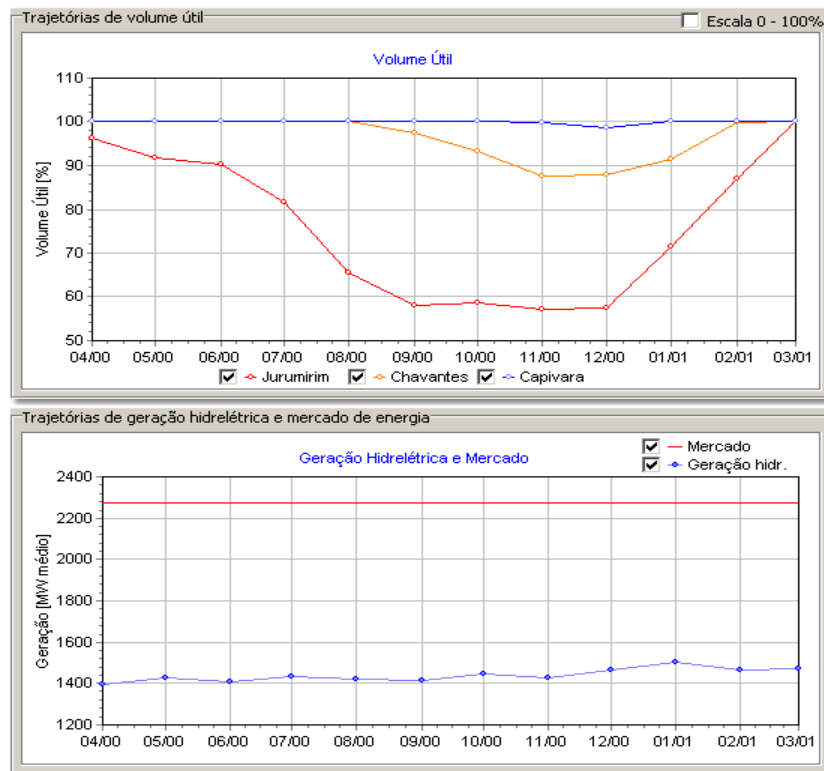


Figura 7.6. Trajetórias de armazenamento, geração hidrelétrica e mercado atendido para o estudo de otimização das oito usinas do Rio Paranapanema.

Na Figura 7.7, apresenta-se a trajetória de vazões defluentes da UHE Salto Grande. Esse recurso gráfico permite observar que a trajetória de vazões defluentes encontra-se acima do engolimento máximo das turbinas, o que caracteriza a existência de vertimentos durante a maior parte dos meses do ano (em termos de vazões afluentes médias).

A esse comportamento das vazões dá-se o nome de estrangulamento do sistema hidrelétrico, provocado pela falta de potência instalada na UHE Salto Grande. Em comparação com o estudo anterior, onde as usinas do Rio Grande não apresentaram vazões vertidas, o resultado do solução ótima da operação das usinas do Rio Paranapanema demonstra que a existência de vertimentos, geralmente, é motivada pelo estrangulamento do sistema hidrelétrico.

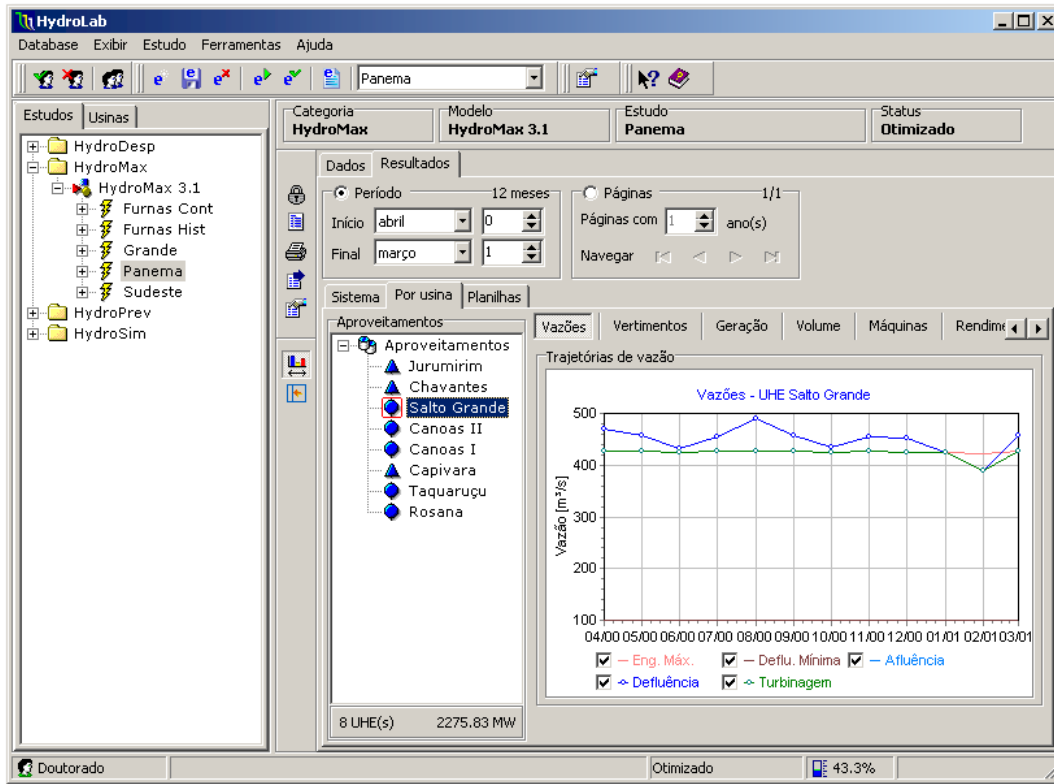


Figura 7.7. Trajetórias de vazões para a UHE Salto Grande.

7.1.2 O Módulo HydroPrev

Neste item, apresenta-se um exemplo de utilização do módulo de previsão de vazões do programa HydroLab. O modelo de previsão em questão combina redes neurais com lógica *fuzzy*, e foi desenvolvido por Ballini (2000). Esse modelo apresenta resultados expressivos quanto à diminuição dos erros de previsão quando comparado a técnicas clássicas baseadas em modelos auto-regressivos.

No quadro de estudos à esquerda da Figura 7.8, vê-se a divisão da categoria HydroPrev em dois módulos: *Treinamento RNF* e *Previsão RNF*. Em cada um desses módulos, existem três estudos de nome Furnas, Ilha Solteira e Rosana. O estudo de treinamento RNF de Rosana encontra-se atualmente selecionado. No quadro de conteúdo à direita da figura, vê-se as abas de *Dados* (à vista) contendo os dados de entrada do estudo, e a aba de *Resultados* com os resultados do procedimento de treinamento.

Ainda na Figura 7.8, vê-se o arranjo geral dos dados de entrada de um estudo de treinamento que possui doze redes *neuro-fuzzy* para o posto de vazões de Rosana. Essas redes foram treinadas para cada mês do histórico de vazões naturais de Rosana. Dessa forma, tem-se

uma rede especial para a previsão das vazões de janeiro, fevereiro, e assim por diante até o mês de dezembro. O período de treinamento compreende todo o histórico de vazões, desde janeiro de 1931 até dezembro de 2002.

Em um estudo de treinamento, permite-se a criação de um período de testes. Com essa opção, não é necessário submeter a rede *neuro-fuzzy* a testes em outro módulo do sistema (HydroSim, por exemplo) para descobrir se o treinamento das redes foi eficaz. No exemplo da Figura 7.8 o período de testes sobrepõe-se aos últimos dez anos do histórico de vazões naturais.

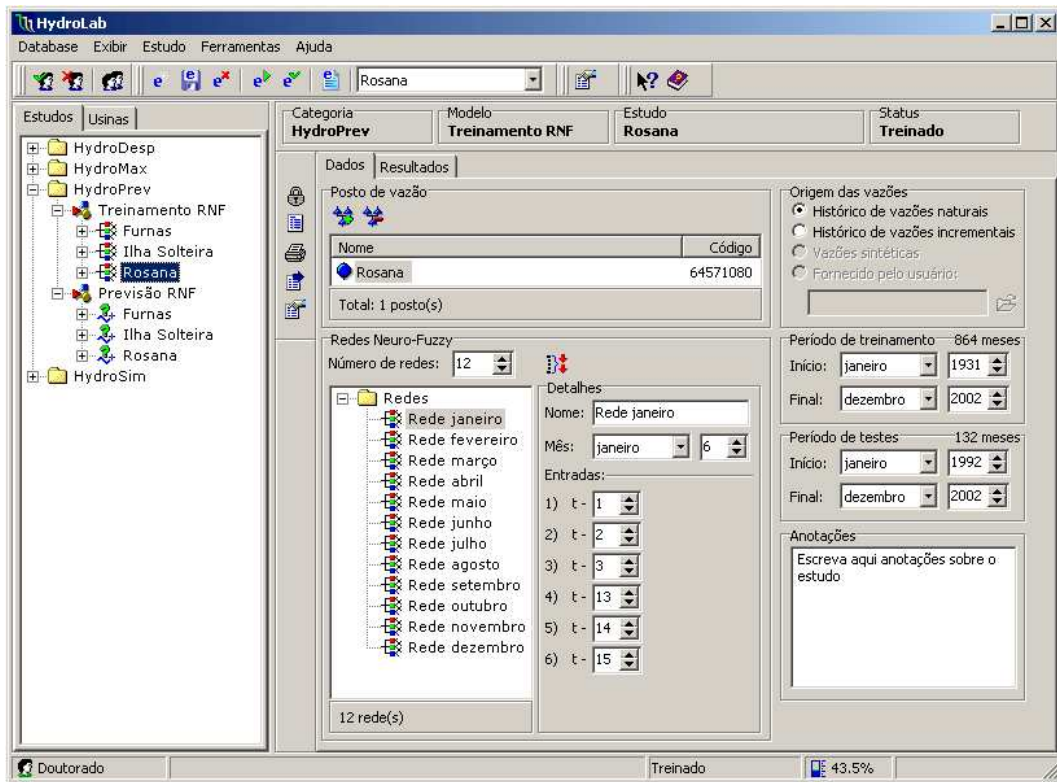


Figura 7.8. Módulo HydroPrev para treinamento de redes neuro-fuzzy para o posto de Rosana.

A aba de resultados subdivide-se em duas abas: Geral e Rede. A aba Geral contém os resultados mensais de todo o período de treinamento e de todo o período de testes. A aba Rede permite analisar os resultados para cada uma das redes que foram configuradas nos dados de entrada.

Na Figura 7.9, apresenta-se uma visão geral do arranjo gráfico dos resultados do estudo de treinamento para o posto de vazões de Rosana, cujos dados de entrada foram discutidos anteriormente. Nota-se que as trajetórias de vazão possuem estatísticas associadas aos erros de treinamento e testes das redes.

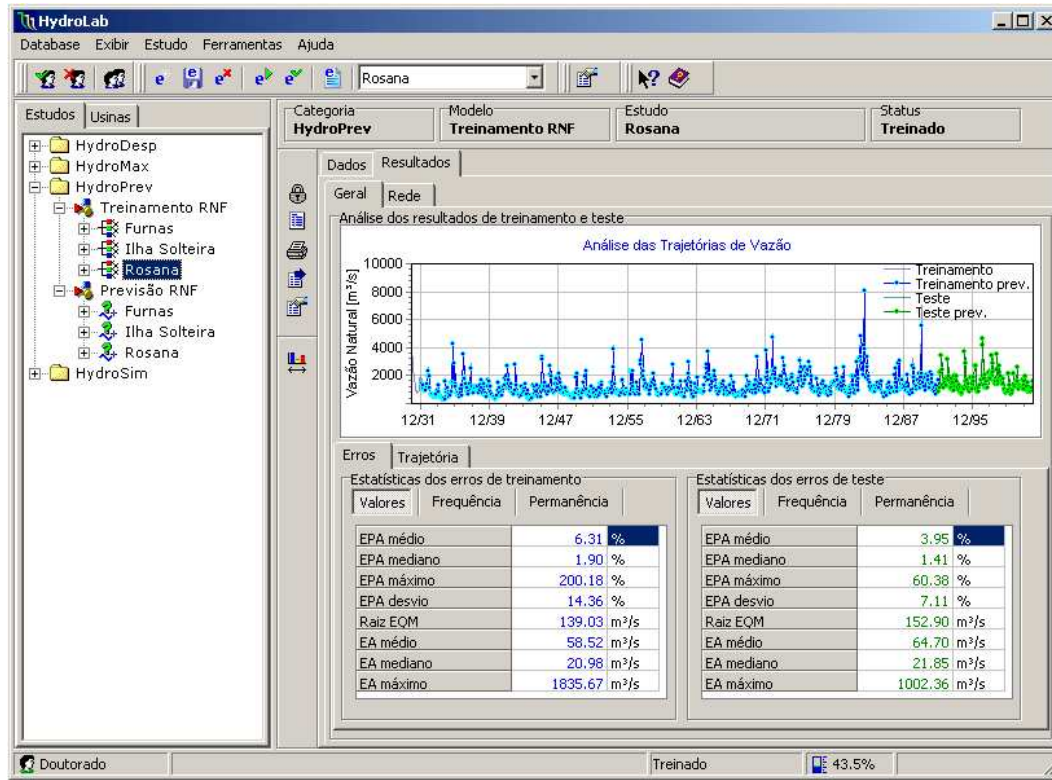


Figura 7.9. Resultados do treinamento de redes neuro-fuzzy para o posto de vazões de Rosana.

A apresentação dos resultados é auxiliada por cores, uma vez que a quantidade de informações é relativamente grande para visualização em alguns poucos gráficos. Definiu-se a cor azul para representar resultados associados ao período de treinamento, e a cor verde para representar os resultados associados ao período de testes. A diferença de cores também é utilizada na análise dos erros de treinamento e teste das redes. Para os resultados de treinamento e testes, apresentam-se duas séries de dados: dados reais e dados de resposta da rede. Os dados reais representam as informações fornecidas nas entradas da rede *neuro-fuzzy*.

Dentre os recursos de análise dos resultados, destaca-se aquele que permite analisar as estatísticas de treinamento e teste para uma rede neuro-fuzzy isolada. Essa função permite ao usuário identificar, rapidamente, quais redes precisam de ajuste em sua topologia, em função do nível de erros encontrados no conjunto de treinamento e teste.

Por exemplo, na Figura 7.10, pode-se visualizar os resultados obtidos para a rede neuro-fuzzy treinada para prever vazões do mês de julho para o posto de vazões de Rosana. Para o conjunto de dados de treinamento, essa rede apresentou um erro percentual absoluto médio de 5,34%, o que demonstra um bom grau de aprendizado para a previsão das vazões de julho.

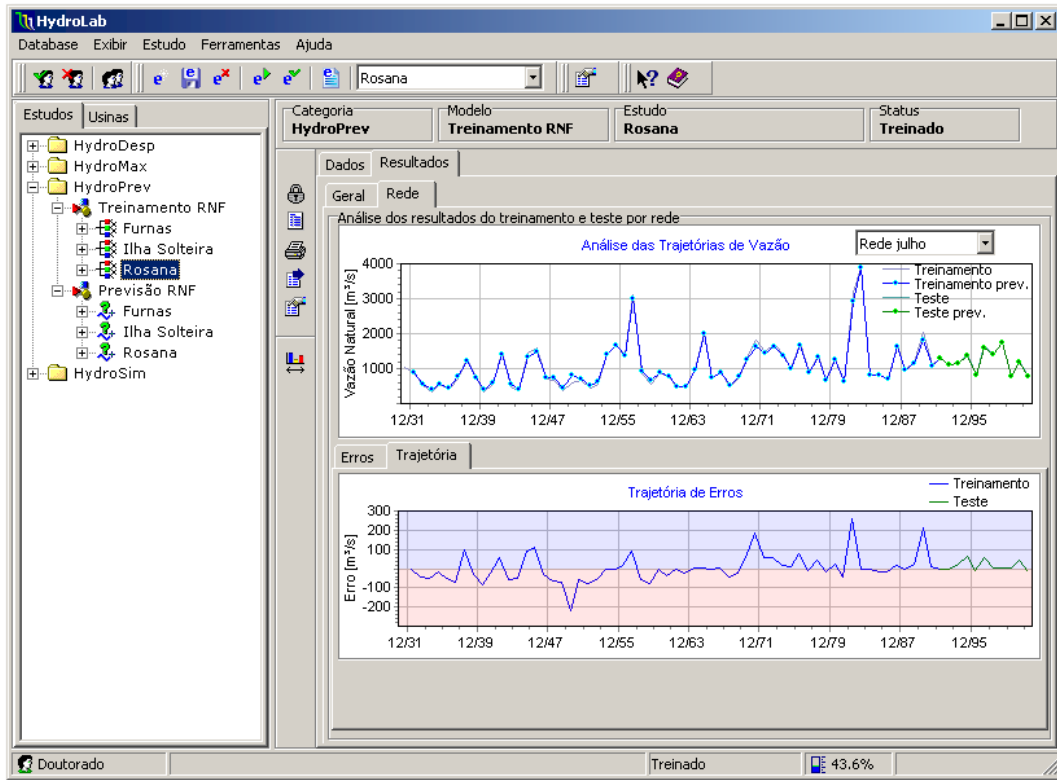


Figura 7.10. Opções de análise dos resultados: visualização do aprendizado para a rede do mês de julho.

Embora a Figura 7.10 não contenha essa informação, a rede com pior desempenho para o caso de Rosana foi aquela treinada para o mês de maio, com um erro percentual absoluto médio de 11,62%. Com intuito de melhorar esse desempenho, alterou-se a rede de maio para que tivesse três entradas, ao invés das seis mostradas na Figura 7.8. A nova configuração estabelece que a previsão de maio depende dos três meses antecedentes, ou seja, $t-1$, $t-2$ e $t-3$ (abril, março e fevereiro, respectivamente). Com essa mudança, executou-se um novo treinamento da rede de maio, obtendo-se um novo desempenho para as previsões do mês de maio. A análise dos resultados apontam para uma diminuição do erro da rede de maio para o valor de erro percentual absoluto de 5,86%, conforme apresentado na Figura 7.11.

A ação de melhoria desse desempenho é simples e ágil, demonstrando a habilidade dos recursos disponíveis no módulo HydroPrev na determinação de bons previsores para os postos de vazão contidos no HydroData.

Para encerrar a apresentação do módulo HydroPrev, apresenta-se, na Figura 7.12, o módulo Previsão RNF que permite testar as redes treinadas no módulo Treinamento RNF. Nessa figura, pode-se visualizar os resultados obtidos com a utilização das redes do posto de Rosana para prever as vazões dos anos de 2002 e 2003.

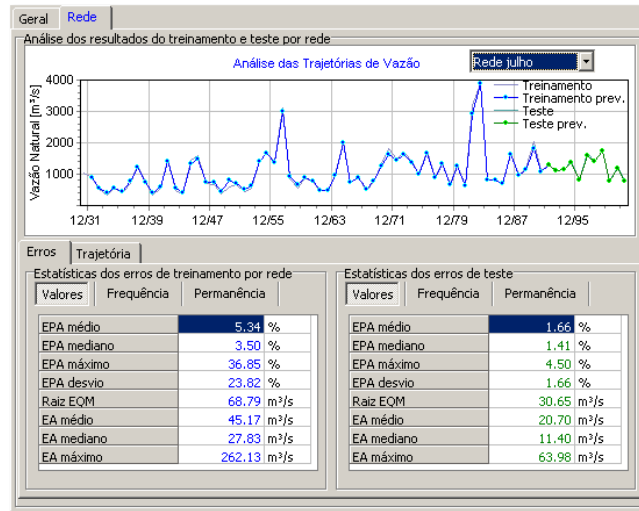


Figura 7.11. Melhoria do desempenho da rede do mês de julho.

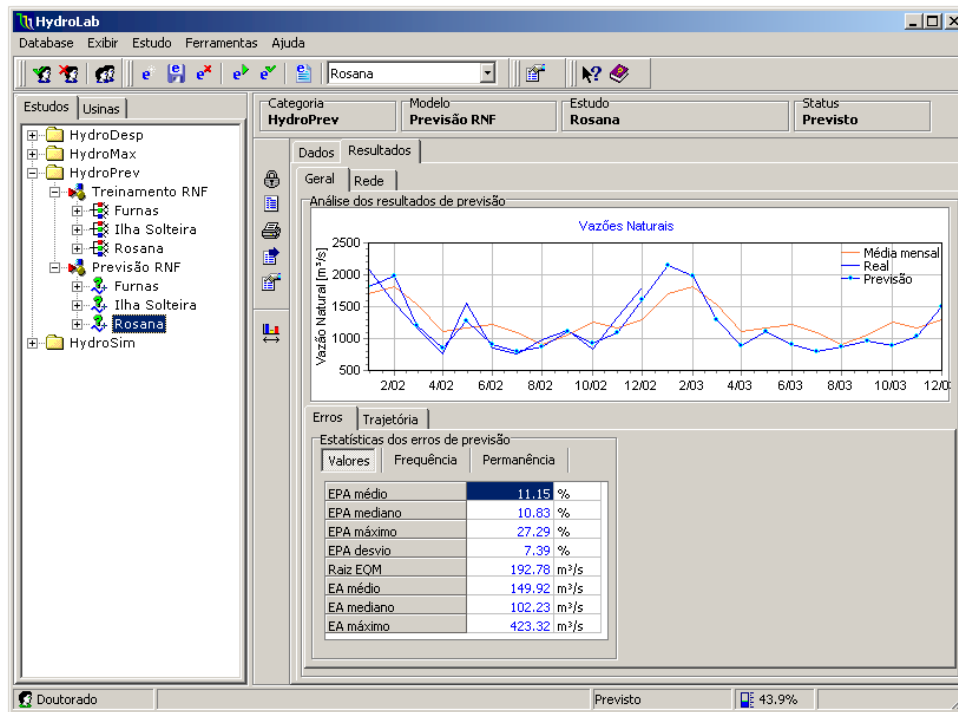


Figura 7.12. O módulo Previsão RNF que permite utilizar as redes treinadas no módulo Treinamento RNF.

Para o ano de 2002, o previsor dispõe de vazões históricas, permitindo que o processo de previsão seja alimentado com vazões verificadas a cada processo de previsão utilizando as redes neuro-fuzzy um passo à frente. A partir de janeiro de 2003, o previsor não dispõe de vazões verificadas para alimentar a entrada de dados das redes. A partir desse intervalo, o processo utiliza-se de vazões previstas para fornecer previsões até dezembro de 2003. Portanto, a partir de janeiro de 2003, efetuam-se previsões cujo passo a frente varia de um a doze meses.

7.1.3 O Módulo HydroSim LP

Como primeiro exemplo de utilização do módulo HydroSim LP, escolheu-se um estudo que tenta investigar a energia firme da UHE Belo Monte, a qual é alvo de várias discussões no momento em que se escreve esta tese. A principal dúvida sobre o complexo Belo Monte está relacionado a sua energia firme, sendo este o principal fator no cálculo de sua viabilidade econômica.

Conforme descrição feita no Capítulo 4, o módulo de simulação de longo prazo HydroSim LP possui várias políticas operacionais. Dentre elas, destaca-se a política que permite especificar a geração total do sistema hidrelétrico para cada intervalo de tempo. Essa política permite calcular a energia firme de sistemas hidrelétricos.

Na Figura 7.13, pode-se observar os dados da política operacional para as usinas do Rio Xingu, destacando-se a meta de geração total para o sistema no valor de 11.898,5 MW médios. A tabela denominada Meta discretizada e o gráfico de título Metas do Sistema confirmam o atendimento de uma meta constante de geração hidrelétrica, conforme a definição de energia firme. Nessa figura pode-se observar, também, as três políticas operacionais disponíveis no módulo HydroSim LP, de acordo com a descrição feita no Capítulo 4.

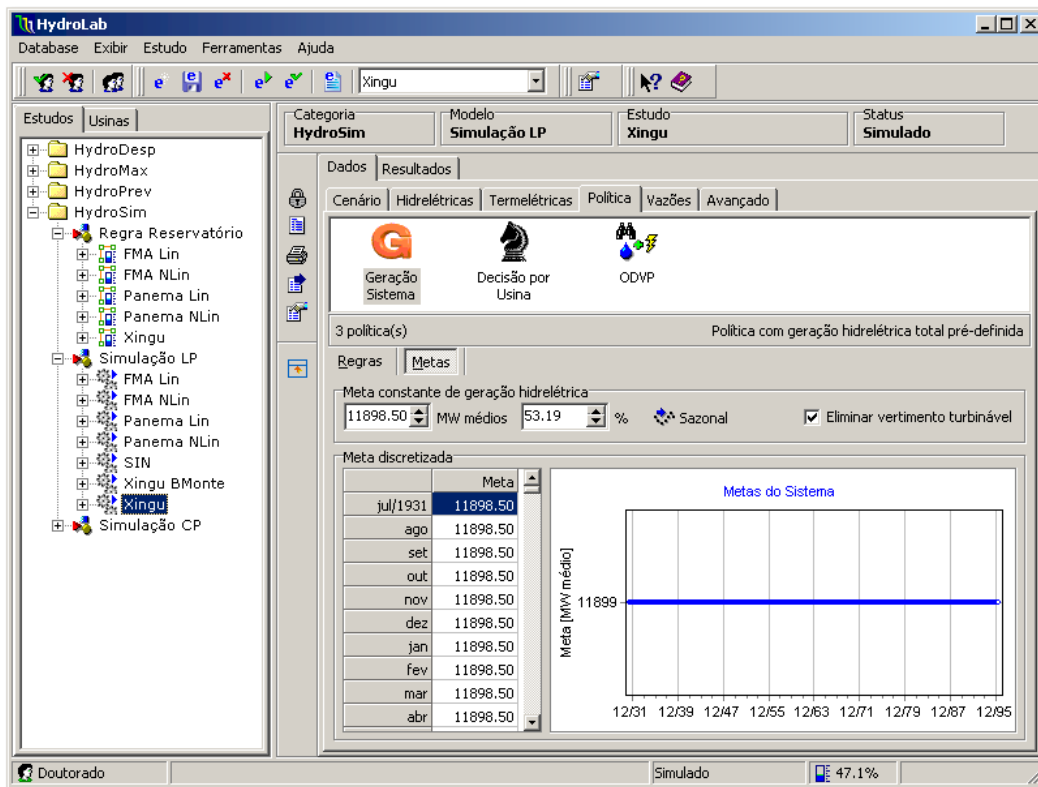


Figura 7.13. Cálculo da energia firme do sistema Xingu utilizando o módulo HydroSim LP.

Os resultados desse estudo de simulação estão apresentados na Figura 7.14. O valor da meta de 11.898,5 MW médios produz uma trajetória de armazenamento que tangencia o valor mínimo operativo dos reservatórios no mês de fevereiro de 1973. Como não há déficit no atendimento da meta, o valor apresentado é numericamente igual ao valor da energia firme do sistema hidrelétrico. O período crítico tem início no mês de maio/1969.

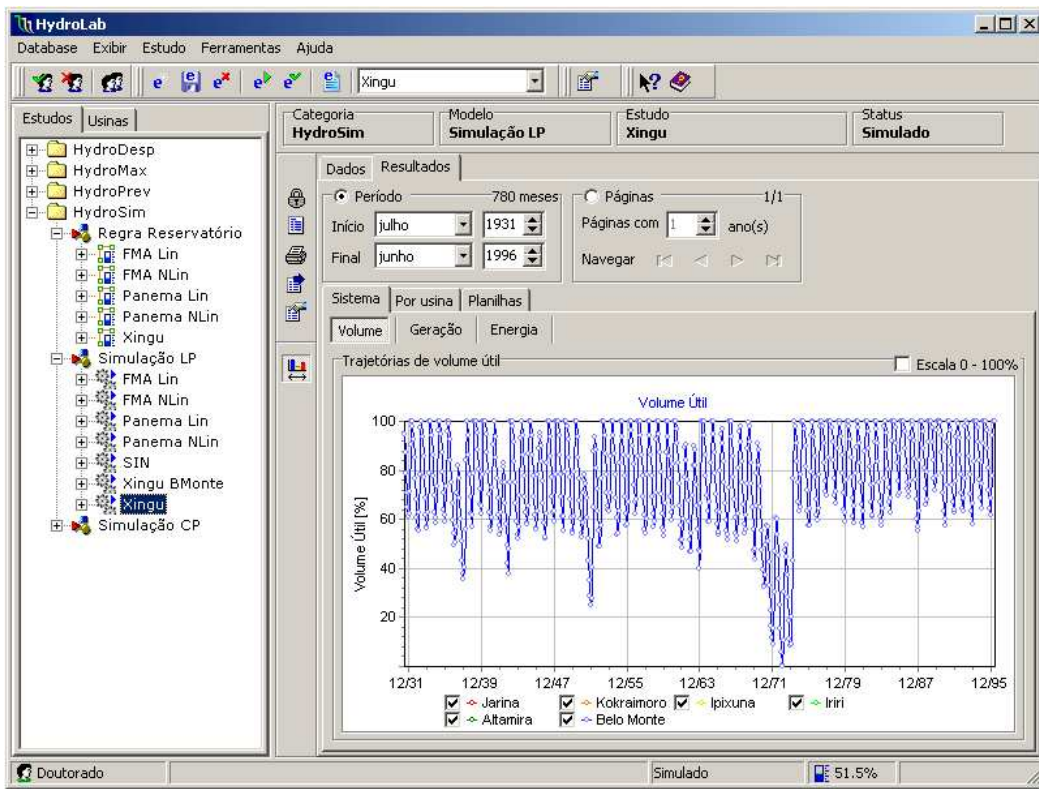


Figura 7.14. Resultados do cálculo da energia firme do sistema Xingu.

A discussão principal recai sobre o questionamento de qual é o valor da energia firme da UHE Belo Monte. Nos relatórios de viabilidade redigidos pela Eletronorte, encontram-se valores próximos a 4.700 MW médios. Este valor também é verificado na solução do estudo *Xingu*, apresentado anteriormente.

O problema se apresenta no fato de que a operação coordenada do conjunto de usinas do Rio Xingu, operando segundo regras paralelas (estudo *Regra Reservatório* de nome *Xingu*), determina a energia firme de 4.700 MW médios em Belo Monte. Não se deve, portanto, omitir que todo o sistema Xingu deve ser construído para se dispor de tal energia em Belo Monte.

Um fato agravante, mas que é característico para os aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia amazônica, é que os reservatórios possuem grandes volumes e grandes áreas alagadas. Por exemplo, o projeto da UHE Altamira estabelece a construção do maior lago

artificial do Brasil. Este reservatório teria o impressionante valor de volume máximo de 143.500 hm³ e uma área alagada de 6.140 km². Em comparação com os maiores lagos em operação no sistema hidrelétrico brasileiro, esse reservatório supera em 2,6 vezes o maior volume do sistema encontrado em Serra da Mesa, e em 1,5 vezes a maior área alagada correspondente ao reservatório de Sobradinho.

Com esse exemplo dos aproveitamentos do Rio Xingu, é simples antever o tamanho dos impactos ambientais que estão em jogo; impactos esses que alteram, consideravelmente, a viabilidade econômica do complexo Belo Monte.

Uma alternativa seria calcular a energia firme da UHE Belo Monte imaginando que a construção do restante dos aproveitamentos não se concretizasse. Isso foi feito no estudo de simulação denominado *Xingu BMonte*. Nesse estudo, determinou-se a energia firme de Belo Monte operando isoladamente no Rio Xingu. Devido a grande variabilidade das vazões naturais do posto de Belo Monte, somada à perda da regularização feita pelos grandes reservatórios de montante, encontra-se um valor de apenas 1.172,0 MW médios para a energia firme. Na Figura 7.15, pode-se visualizar a trajetória de armazenamento do reservatório de Belo Monte resultante da simulação que atende a meta de geração de 1.172,0 MW médios.

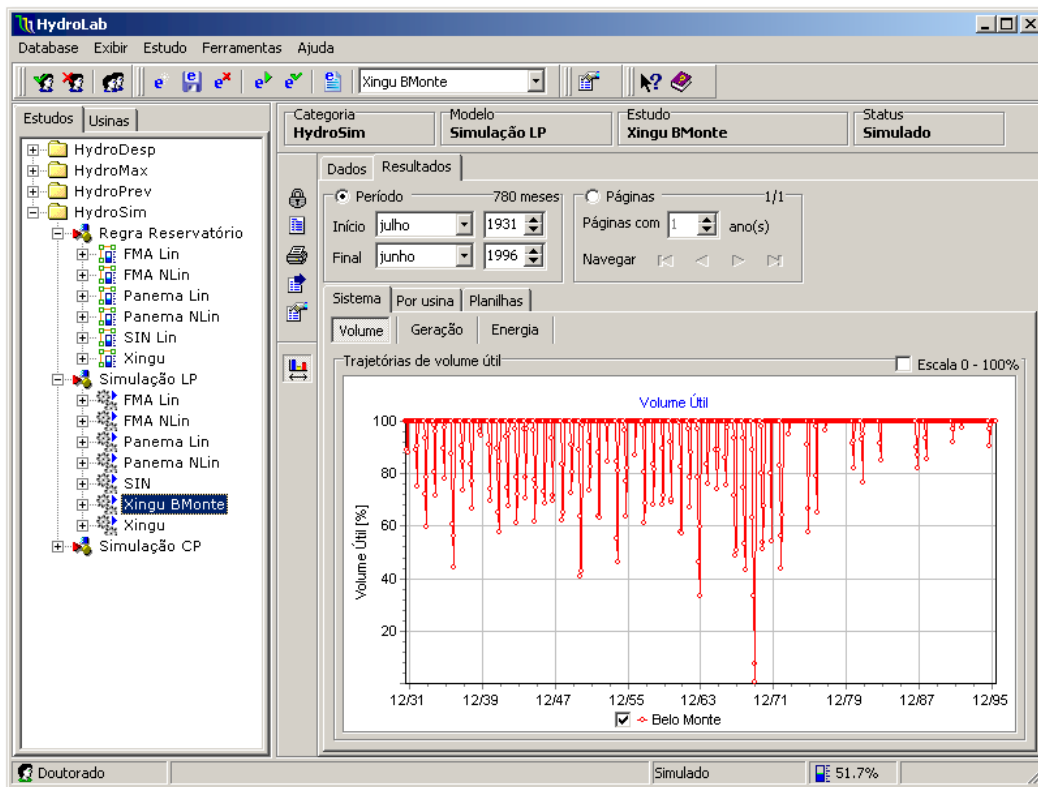


Figura 7.15. Cálculo da energia firme para a UHE Belo Monte isolada.

Como conclusão, pode-se afirmar que a parcela de energia firme presente no estudo de viabilidade econômica do aproveitamento Belo Monte é sensivelmente dependente da regularização proporcionada pelos grandes reservatórios projetados para o sistema Xingu. Esta conclusão é válida para outros aproveitamentos, como Itaipu, por exemplo. O que é diferente, nesse caso, é o fato dos aproveitamentos de montante terem um grande peso na direção de inviabilidade econômica dos aproveitamentos do Rio Xingu. Logo, não se pode afirmar que a energia firme de 4.700 MW médios estará disponível ao final da construção de Belo Monte.

Outra aplicação da política que fixa a geração total do sistema hidrelétrico é permitir testar diferentes regras de enchimento e deplecionamento de reservatórios. Na Figura 7.16, pode-se visualizar dois tipos de regras criadas para os reservatórios do Rio Paranapanema. Nessa figura, o gráfico à esquerda contém regras lineares para os três reservatórios de acumulação de Jurumirim, Chavantes e Capivara, as quais representam a operação em paralelo dos reservatórios (mais detalhes são encontrados no Capítulo 4). O gráfico à direita contém regras lineares por partes que representam uma ordem de deplecionamento de montante para jusante, obtida a partir da análise da solução ótima fornecida pelo modelo HydroMax.

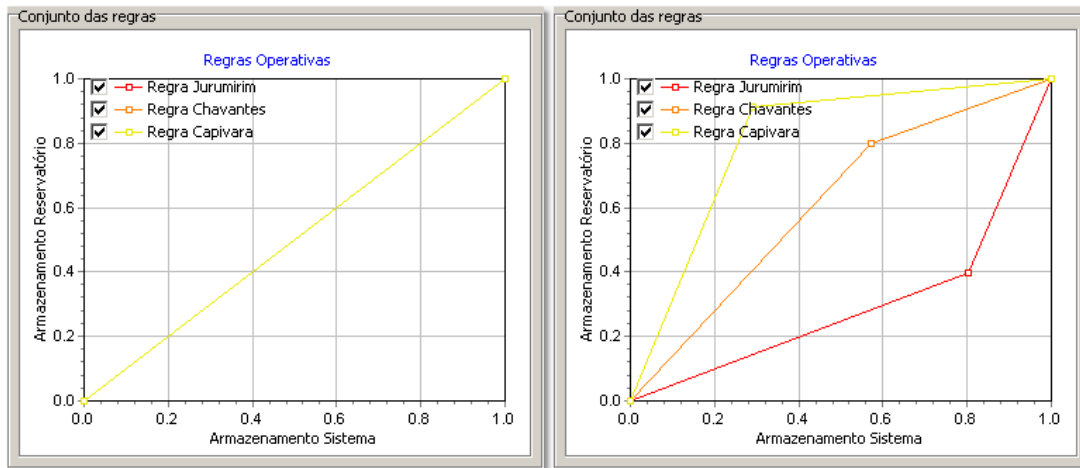


Figura 7.16. Regras paralelas e não lineares para os reservatórios do Rio Paranapanema.

Para mostrar uma funcionalidade diferente do cálculo de energia firme, obteve-se o histórico de operação das usinas do Rio Paranapanema no período de maio/1999 até dezembro/2002. Esses dados consistem, basicamente, dos registros históricos das gerações totais do sistema e das vazões afluentes de cada usina, para cada intervalo de tempo do período. Um exemplo de como foi configurada a política com os dados de geração total pode ser visualizado na Figura 7.17. Destaque para o preenchimento da tabela com as metas de cada intervalo.

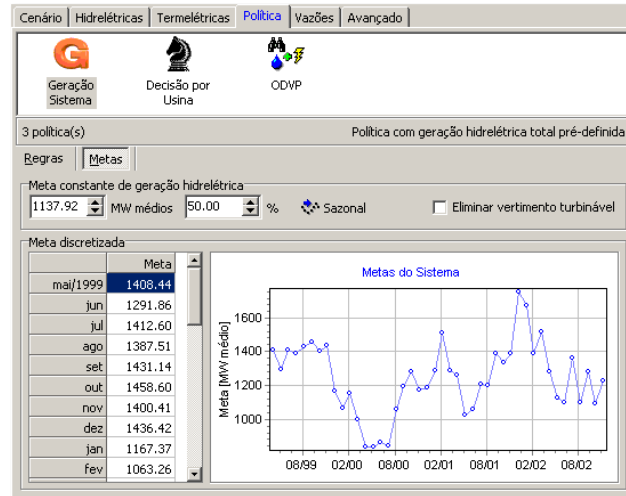


Figura 7.17. Dados históricos de geração das usinas do Rio Paranapanema.

Uma parte dos resultados da simulação utilizando as regras lineares-por-partes pode ser visualizada nas trajetórias de armazenamento apresentadas na Figura 7.18. Destaque para a ordem de deplecionamento (Jurumirim, Chavantes e Capivara, nessa ordem) em acordo com as regras apresentadas na Figura 7.16b.

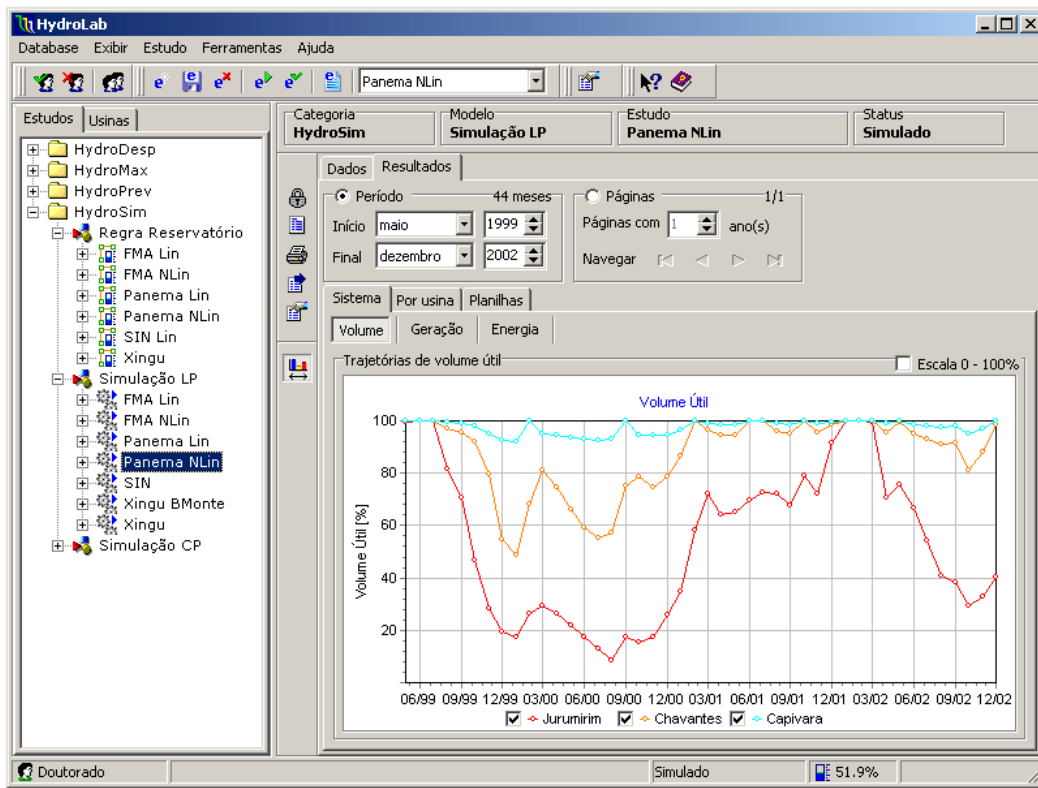


Figura 7.18. Trajetórias de armazenamento para regras não lineares.

Para efeito de comparação entre as regras, apresentam-se, na Figura 7.19, as trajetórias de energia armazenada para os dois tipos de regras. Nota-se que as regras não lineares proporcionam uma trajetória de energia armazenada superior, na maior parte do tempo.

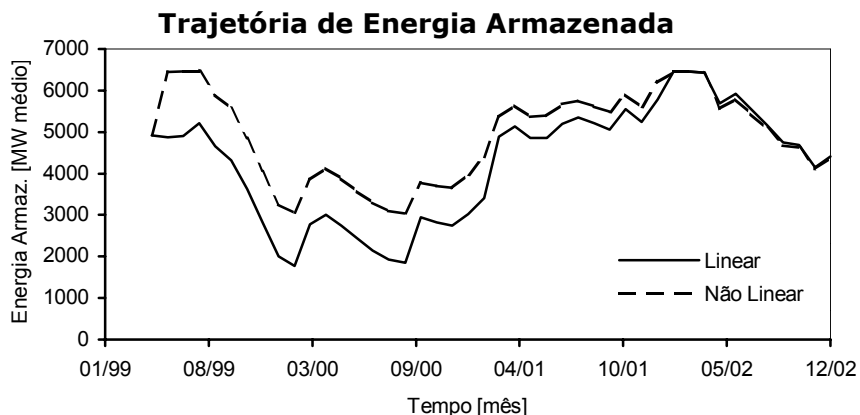


Figura 7.19. Trajetórias de energia armazenada para os dois tipos de regras de reservatório.

Para finalizar a apresentação do módulo HydroSim LP, apresenta-se um estudo com as principais usinas hidrelétricas do sistema interligado nacional, totalizando sessenta hidrelétricas. Esse estudo utiliza a política de geração total pré-definida para determinar a disponibilidade hidrelétrica do sistema nacional (detalhes dessa metodologia são encontrados em Cicogna e Soares, 2001). Na Figura 7.20, apresentam-se os resultados da simulação com destaque para as trajetórias de vazão da UHE Furnas no período de vazões mais baixas do histórico.

É interessante destacar as ferramentas de análise dos resultados disponíveis nos módulos HydroMax e HydroSim. Essas funções permitem ao usuário escolher uma determinada usina para análise detalhada das variáveis relacionadas com a operação do sistema gerador, conforme ilustração da Figura 7.20.

Outro ponto importante é o desempenho do simulador. Para o caso de simulação das principais usinas do SIN, obteve-se a operação de 60 usinas sobre 804 intervalos em um tempo de processamento de apenas 9,6 segundos.

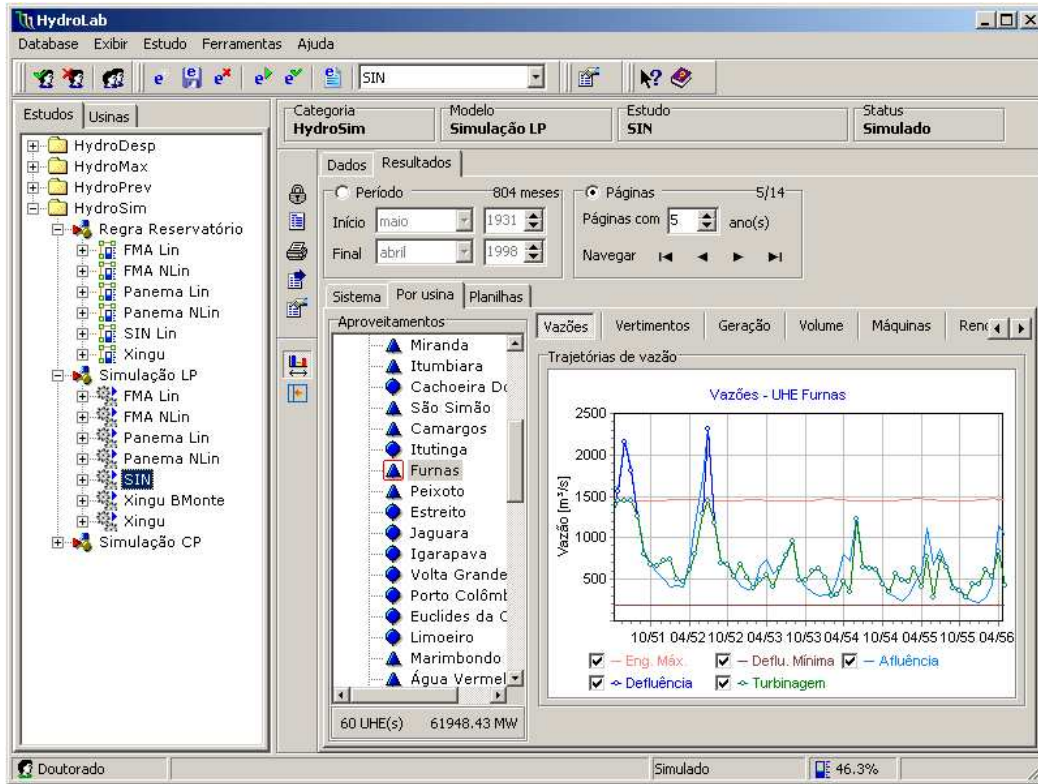


Figura 7.20. Simulação com as principais usinas do SIN, num total de 60 hidrelétricas.

7.2 Programação da Operação

Nesse item serão apresentados alguns exemplos de utilização das ferramentas de programação da operação implementadas no sistema HydroLab. Serão apresentados estudos criados com os módulos HydroDesp e HydroSim CP, respectivamente.

7.2.1 O Módulo HydroDesp

Para demonstração do módulo HydroDesp, inicia-se pela apresentação das ferramentas de cálculo de curvas de perda de geração hidrelétrica. Detalhes sobre a modelagem e técnica de solução empregadas na determinação dessas curvas foram apresentados no Capítulo 5. Um exemplo de cálculo dessas curvas para as usinas do Rio Paranapanema pode ser visualizado na Figura 7.21.

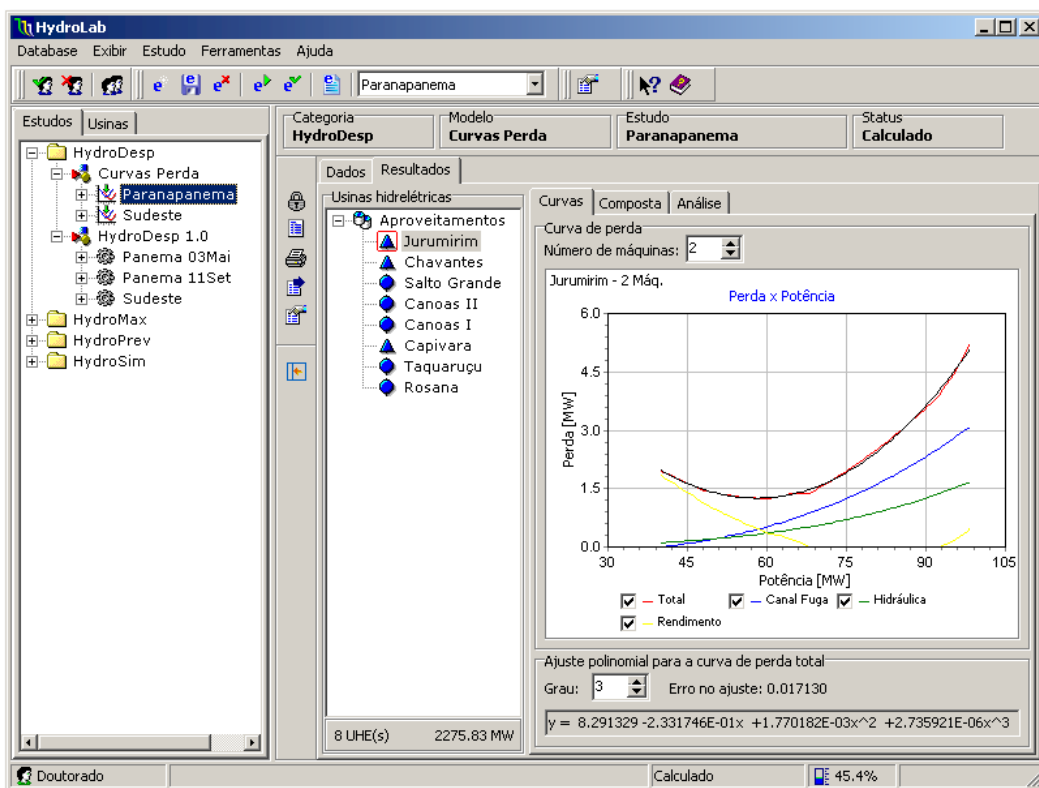


Figura 7.21. HydroDesp: módulo para cálculo de curvas de perda na geração hidrelétrica.

Na Figura 7.21, encontra-se em destaque as parcelas de perda por elevação do canal de fuga, perda no circuito hidráulico e perda por rendimento. Estas parcelas compõem a curva de perda da UHE Jurumirim para duas máquinas em operação. Nota-se que o valor de potência de 60 MW corresponde ao valor de perda mínima, ou seja, máxima eficiência. O polinômio ajustado à curva de perda total será fornecido como de dado de entrada para a função objetivo do modelo de otimização da programação da operação, conforme formulação apresentada no Capítulo 5.

Um estudo que utiliza o modelo de otimização HydroDesp pode ser configurado seguindo-se três passos. Esses passos estão relacionados com os nomes das abas que descrevem os dados de entrada do modelo (Figura 7.23).

No primeiro passo, representado pela aba Cenário, seleciona-se o conjunto de usinas hidrelétricas, a data de início do estudo e o horizonte de otimização. No segundo passo, determinam-se as metas de geração de cada usina e a curva de carga horária (demanda do sistema) a ser atendida pela geração total das usinas selecionadas, conforme ilustrado na Figura 7.22. No terceiro e último passo, escolhe-se um estudo de curvas de perda, previamente calculado no módulo Curvas Perda, para compor a função objetivo do modelo de otimização. Na Figura 7.23, vê-se em destaque a aba Curvas de Perda na qual foi selecionada o estudo Paranapanema. Essa fornece recursos gráficos para a visualização das curvas contidas no estudo selecionado.

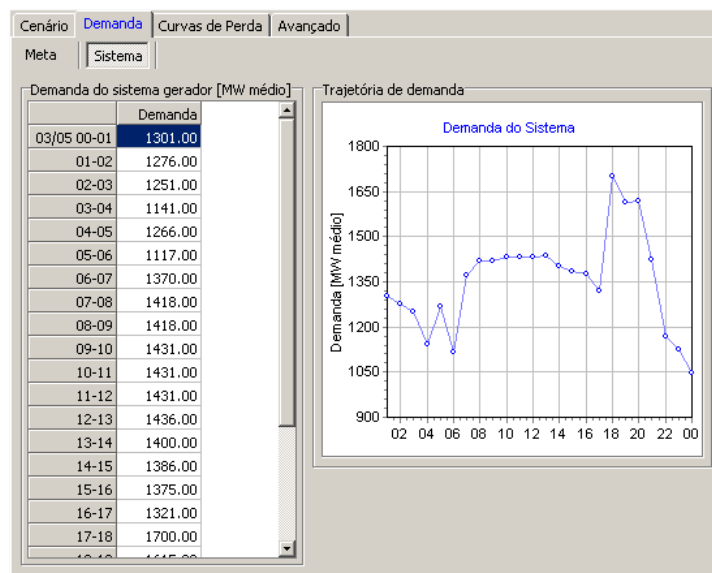


Figura 7.22. Demandas horárias de geração para as usinas do Rio Paranapanema.

Vale salientar que essa característica que alguns módulos do HydroLab têm de possuir uma entrada de dados dependente dos resultados de outro modelo confere ao sistema uma maior capacidade de organização e eficiência no gerenciamento da cadeia de planejamento de sistemas hidrotérmicos. Esse recurso é que permite a integração de modelos, feita a partir de dados e resultados, projetada para as quatro categorias de modelos que o HydroLab possui. Os dados de entrada apresentados nas figuras 7.23 e 7.22 descrevem um estudo de otimização realizado com dados reais de operação das usinas do Rio Paranapanema no dia 3 de maio de 2003, em acordo com o título Data de Referência apresentado nessas figuras.

Os resultados desse estudo foram obtidos após três segundos de processamento, o que demonstra a rapidez da técnica de solução embutida no módulo HydroDesp. Como primeiro

resultado, avalia-se a geração hidrelétrica total, em cada intervalo de hora, e se essa atendeu as demandas de potência, também horárias, fornecidas nos dados de entrada. Nos recursos de análise dos resultados, o gráfico Geração Hidrelétrica e Demanda permite avaliar o atendimento da curva de carga horária, conforme apresentado na Figura 7.24. Ainda nessa figura, vê-se a aba Perdas na qual apresenta-se um gráfico com o nível de perdas na geração total do sistema de usinas, para cada intervalo.

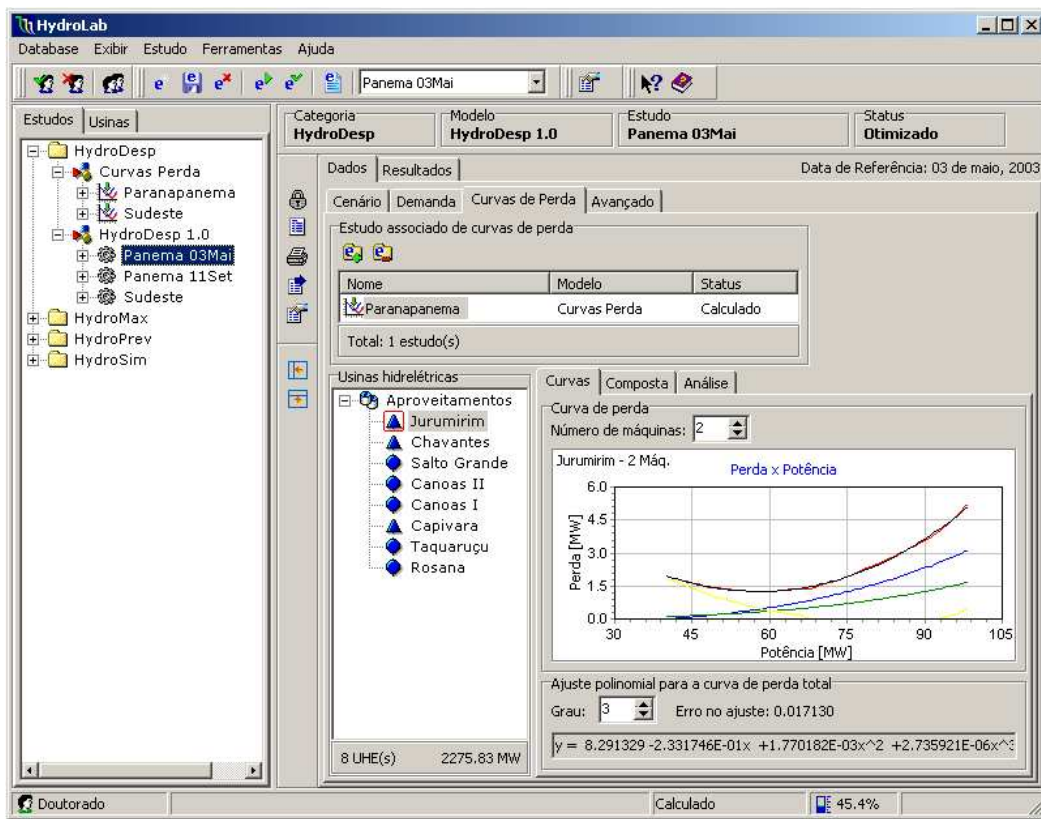


Figura 7.23. Curvas de perda como dados de entrada para um estudo HydroDesp.

Na aba Por usina, pode-se visualizar o comportamento da solução ótima para cada usina do estudo. Ao se selecionar uma usina no quadro Aproveitamentos, os recursos de análise fornecem gráficos com discretização horária do despacho de geração hidrelétrica, do despacho de máquinas e das perdas na geração.

Na Figura 7.25, pode-se visualizar o gráfico do despacho ótimo de máquinas para a UHE Capivara. Nesse gráfico, apresentam-se, também, os limites mínimo e máximo para o número de máquinas em operação. Como pode ser notado, a usina de Capivara aumenta o número de máquinas despachadas na madrugada, ao meio dia e no horário de ponta da curva de carga apresentada na Figura 7.22.

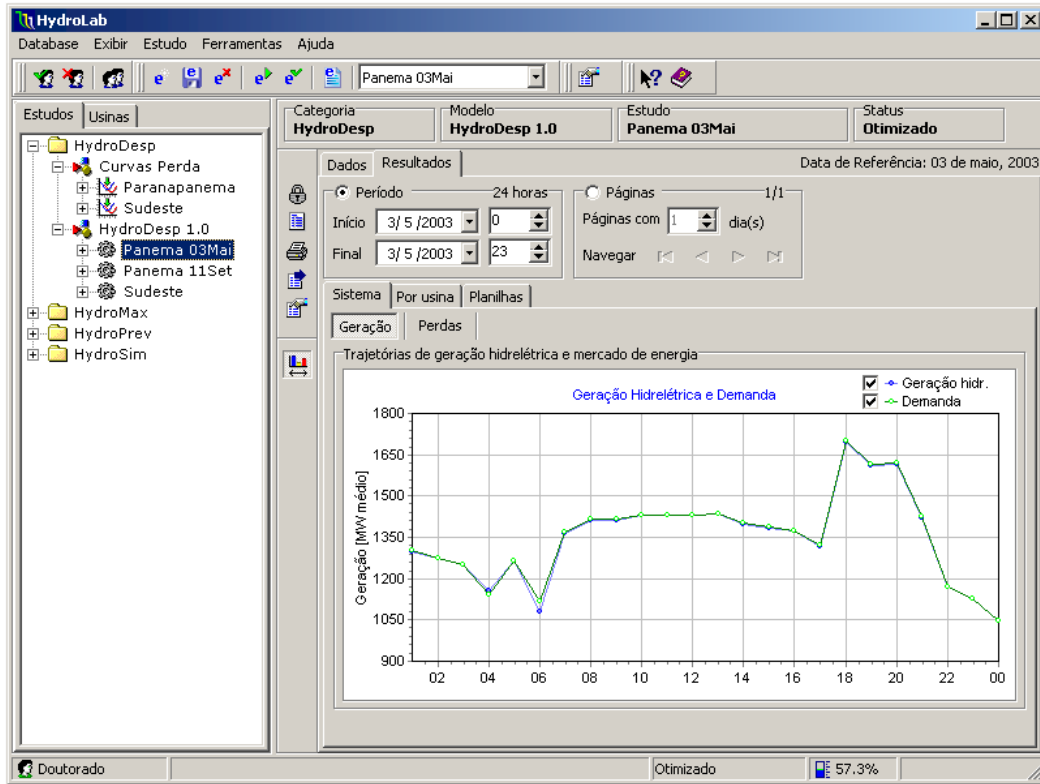


Figura 7.24. Resultados do despacho ótimo: comparação entre geração hidrelétrica e a demanda.

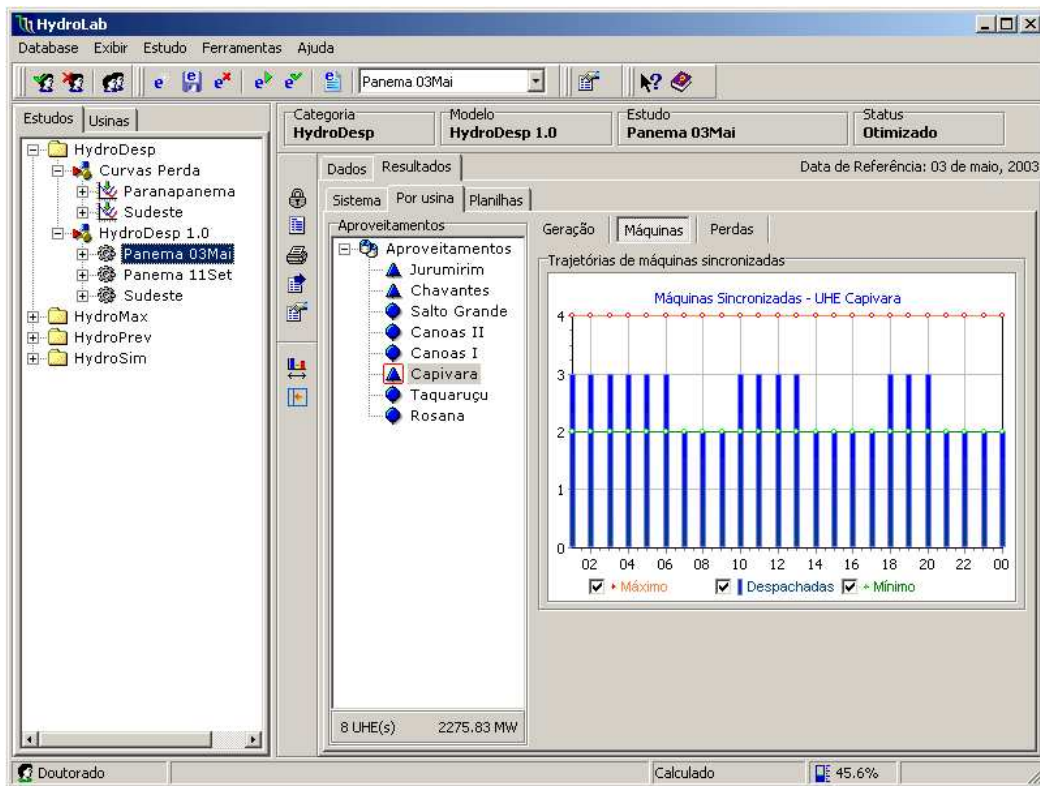


Figura 7.25. Resultados do despacho ótimo: despacho de máquinas ótimo para UHE Capivara.

7.2.2 O Módulo HydroSim CP

A análise de dados e resultados obtidos com a utilização do módulo HydroSim CP é bastante semelhante a apresentada para o simulador de longo e médio prazo HydroSim LP. A principal diferença entre os dois módulos é que o HydroSim CP possui apenas uma política operacional. Essa política é abrangente em termos das opções que se disponibiliza ao usuário do simulador. Mais detalhes são encontrados no Capítulo 4, no item 4.4.10 - Geração ou Vazão Defluente Por Usina.

Os estudos apresentados nesse item foram criados a partir de dados reais de operação de 13 usinas hidrelétricas localizadas na região sudeste. Os dados foram fornecidos pelo Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNOS/ONS).

Na Figura 7.26, vê-se a entrada de dados da programação de geração da UHE Ilha Solteira para o dia 3 de maio de 2003. Esse estudo de simulação possui um horizonte de 24 horas. Nota-se, nessa figura, as três entradas de dados possíveis para a política de curto prazo: a geração hidrelétrica ou a vazão defluente, sendo esses valores mutuamente exclusivos, e a decisão de vertimento. Caso o usuário forneça ambos os valores, o simulador dá prioridade à decisão de vazão defluente. Permite-se, ainda, estabelecer um valor de vertimento mínimo a ser descarregado pelas comportas da usina.

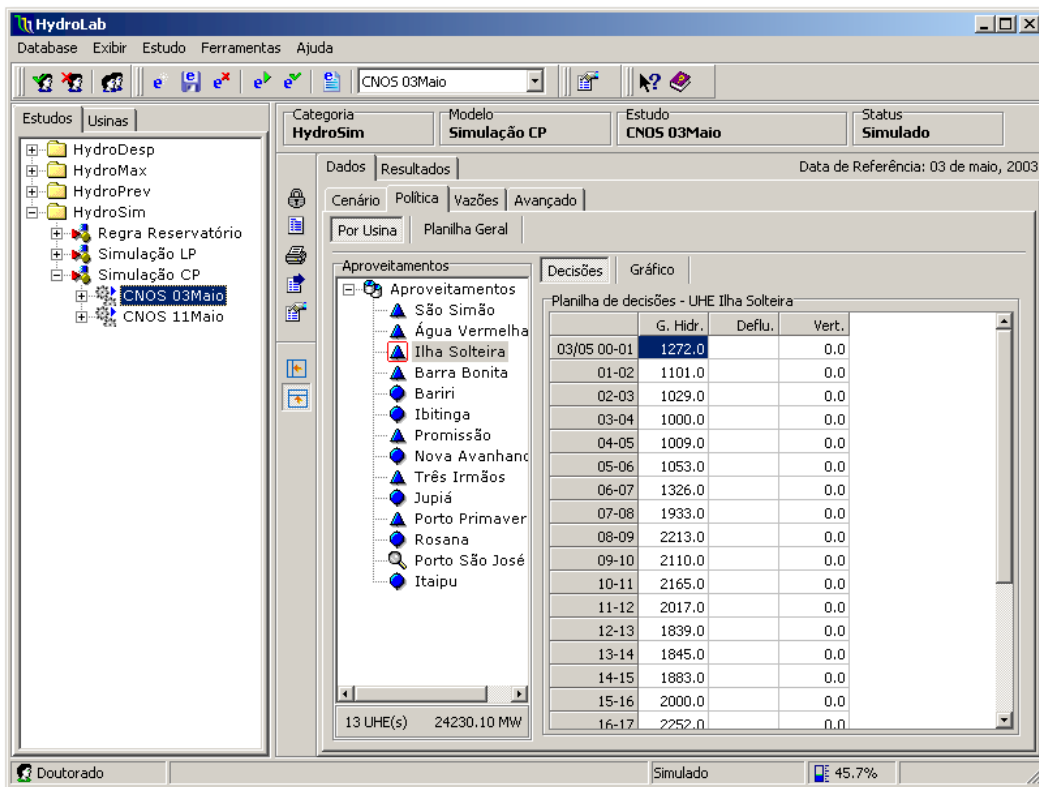


Figura 7.26. Entrada de dados HydroSim CP: programação de geração para a UHE Ilha Solteira.

Como pode-se observar na Figura 7.26, a interface gráfica para entrada de dados da política operacional baseia-se em tabelas com discretização horária. Todas as tabelas contidas na interface gráfica do sistema HydroLab possuem recursos de edição de valores, conhecidos comumente pelos comandos copiar e colar do sistema *Windows*. Além disso, caso exista uma base de dados dinâmicos conectada ao HydroData, o simulador é capaz de preencher tais tabelas automaticamente, bastando ao usuário apenas selecionar o conjunto de usinas e a data de referência (início) do estudo de simulação.

A interface de resultados do simulador HydroSim CP possui os mesmos recursos gráficos apresentados, anteriormente, para o simulador de longo e médio prazo. A diferença principal está nas escalas de tempo dos gráficos, as quais, agora, apresentam algumas semanas de horizonte discretizadas em base horária. Esse é mais um exemplo de compartilhamento de recursos implementados no sistema HydroLab (Capítulo 6), o qual lhe confere um alto grau de eficiência na manutenção do código fonte do programa.

Na Figura 7.27, pode-se observar a resposta em vazões da UHE Ilha Solteira, frente a programação de geração ilustrada na Figura 7.26. No gráfico de vazões apresentado, a trajetória de vazão turbinada está grafada sobre a trajetória de vazão defluente, o que implica em vertimento nulo durante todo o horizonte de simulação.

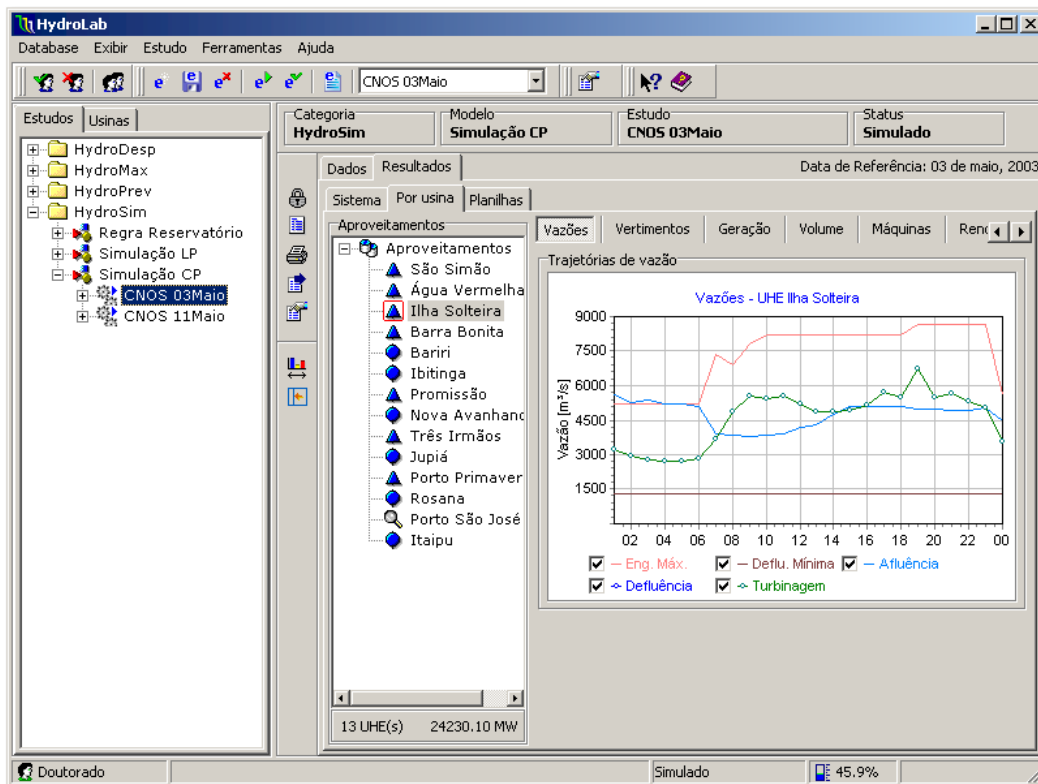


Figura 7.27. Resultados HydroSim CP: trajetórias de vazão para a UHE Ilha Solteira.

Na Figura 7.28, apresentam-se outros resultados da simulação da UHE Ilha Solteira. No gráfico de geração, pode-se observar que a programação fornecida nos dados de entrada foi atendida em todo o horizonte, uma vez que a trajetória denominada Meta está traçada sobre a trajetória de geração hidrelétrica. Ainda nesse gráfico, vê-se a trajetória da capacidade de geração, a qual varia ao longo do dia. Essa variação é devida, principalmente, à variação no número de máquinas sincronizadas, apresentada no gráfico acima e à direita.

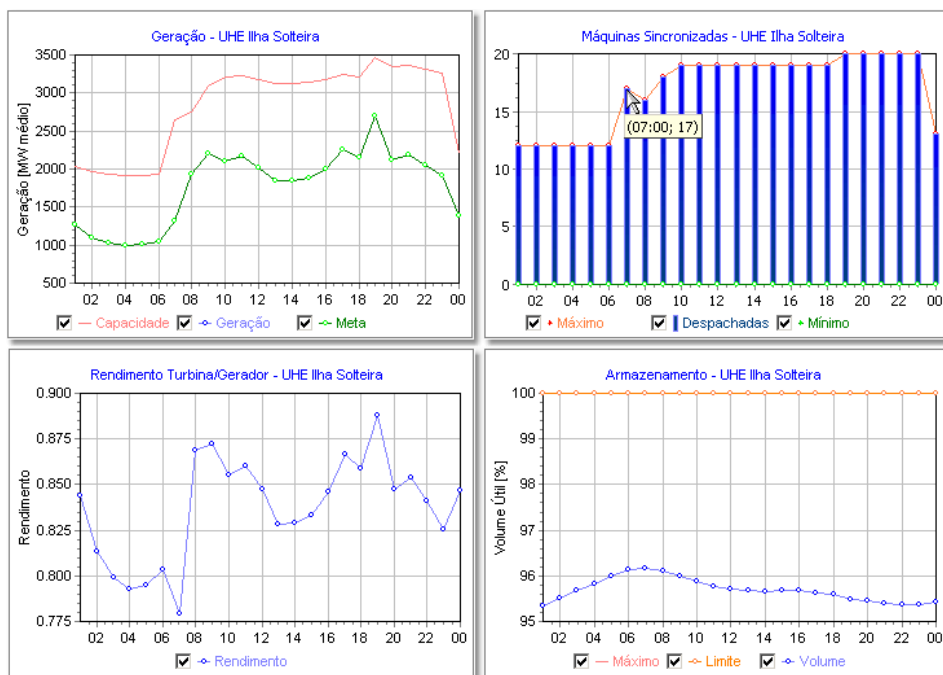


Figura 7.28. Resultados HydroSim CP: análise da operação de UHE Ilha Solteira.

Em função dos despachos de máquina e de geração, o simulador calcula o rendimento dos conjuntos turbina/gerador, utilizando para isso dados da curva colina de Ilha Solteira. A trajetória de rendimento pode ser visualizada no gráfico abaixo e à esquerda da Figura 7.28. Pode-se observar que o rendimento tem seu menor valor registrado às 7:00 h da manhã. A principal causa dessa perda de rendimento é o número de máquinas despachadas para o mesmo horário.

Por fim, o gráfico de armazenamento da Figura 7.28 (abaixo e à direita) demonstra a oscilação do volume útil do reservatório de Ilha Solteira frente às vazões afluente e defluente. Para analisar essa oscilação, deve-se observar as trajetórias de vazão apresentadas na Figura 7.27. Até as 7:00 h, o reservatório de Ilha Solteira recebe uma afluência superior à vazão defluente, o que explica a trajetória ascendente de armazenamento até o mesmo horário. A partir desse horário, a vazão afluente diminui, provocando o deplecionamento do reservatório. Por volta das 15:00 h, as trajetórias de afluência e defluência se igualam, o que explica a perda de declividade da trajetória de armazenamento nesse horário.

Para demonstrar outros recursos do simulador HydroSim CP, criou-se um estudo sobre dados reais de operação do mesmo conjunto de usinas, mas com um horizonte de sete dias. A dimensão do problema é de 14 usinas x 168 intervalos, totalizando 2352 operações hidrelétricas a serem processadas para a conversão de decisões de geração em vazões defluentes. A execução desse estudo de simulação leva 0,8 segundos, demonstrando o alto desempenho computacional conseguido na implementação do modelo apresentado no Capítulo 5.

Na Figura 7.29, apresenta-se a trajetória de geração obtida na simulação da operação da UHE Barra Bonita. Pode-se observar que, para alguns intervalos de tempo, a geração hidrelétrica difere da meta de geração fornecida nos dados de entrada. A explicação para esse comportamento encontra-se na Figura 7.30.

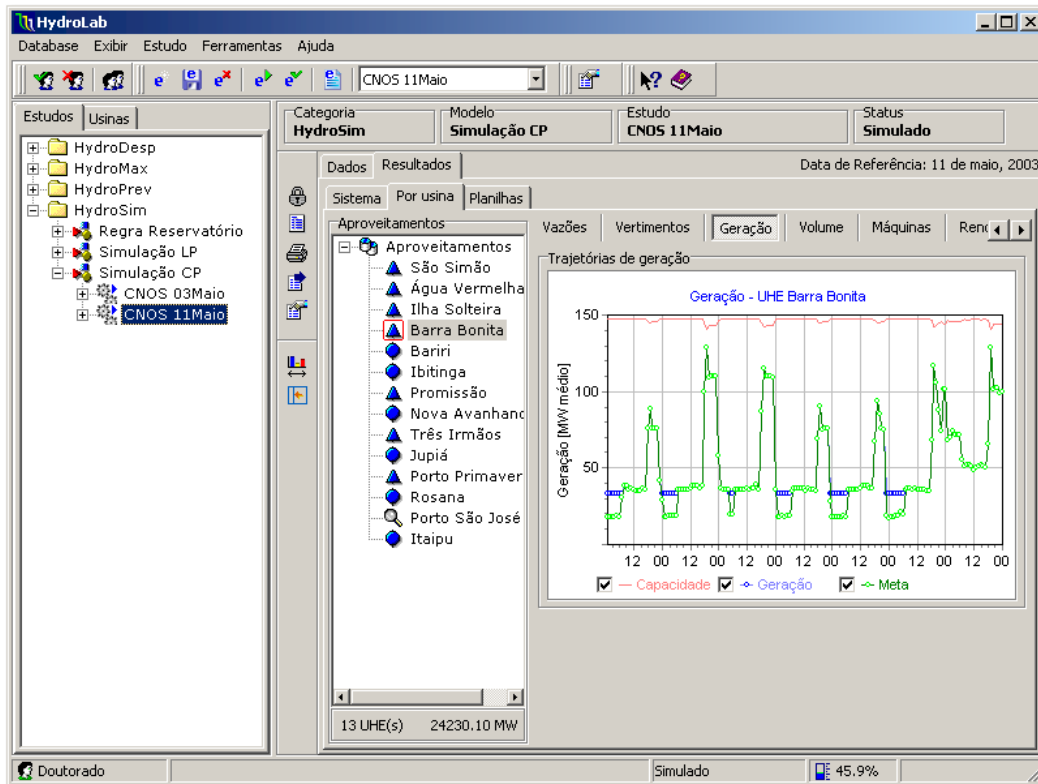


Figura 7.29. Resultados da simulação do dia 11/Maio com treze usinas hidrelétricas e um horizonte de sete dias. Destaque para a trajetória de geração da UHE Barra Bonita.

Na Figura 7.30, apresentam-se as trajetórias de vazão, no gráfico à esquerda, e a trajetória de armazenamento, no gráfico à direita. A primeira constatação que se faz no gráfico de vazões é que a trajetória de vazão turbinada é numericamente igual a trajetória de vazão defluente, o que implica em vertimento nulo durante todo o horizonte de simulação.

O segundo aspecto relevante apresentado no gráfico de vazões da Figura 7.30, é que, para alguns intervalos, a trajetória de vazão defluente iguala-se à restrição de defluência mínima.

Nesses intervalos, a vazão necessária para atender a programação de geração seria inferior ao valor da restrição de defluência mínima da usina. O processo de simulação corrige a defluência de forma a atender a restrição violada, fornecendo como resultado uma geração superior ao valor fornecido nos dados de entrada. Esse fato revela a capacidade do HydroSim CP de corrigir problemas de factibilidade implícitas nas decisões fornecidas pelo usuário.

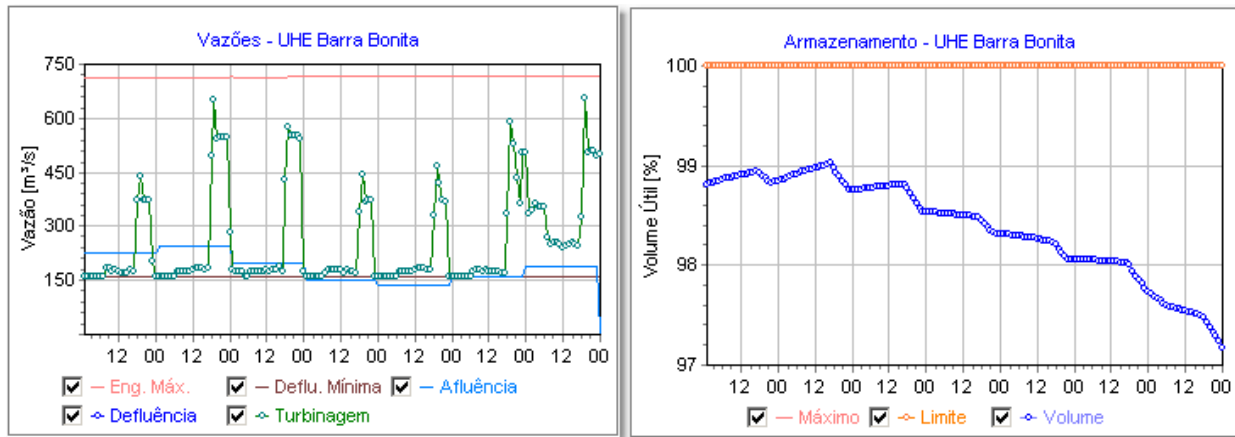


Figura 7.30. Correção da trajetória de vazão defluente para atendimento da restrição de defluência mínima. Trajetória de armazenamento decorrente das baixas afluências.

No gráfico de armazenamento apresentado na Figura 7.30, pode-se observar a tendência de deplecionamento do reservatório de Barra Bonita. Esse comportamento é explicado pelas baixas vazões afluentes necessárias para o atendimento da programação de geração nos sete dias de horizonte de simulação, conforme demonstrado no gráfico de vazões da mesma figura.

Encerra-se aqui a demonstração das ferramentas do sistema HydroLab para auxílio à solução dos problemas de planejamento e programação da operação.

Capítulo 8

Conclusões

8.1 Conclusões

O sistema computacional apresentado neste trabalho possui um conjunto de recursos e funcionalidades, as quais colocam-no em um patamar de inovação perante as ferramentas de planejamento disponíveis para os pesquisadores e engenheiros do setor elétrico brasileiro.

O sistema computacional apoia-se em uma base de dados composta por usinas hidrelétricas, a qual conta com 102 usinas gerenciadas e despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Destaca-se o programa computacional desenvolvido especialmente para a visualização, consulta e manutenção dos dados das usinas. Este programa trás avanços consideráveis no desenvolvimento de interfaces gráficas aplicadas as características dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas.

O conteúdo do banco de dados das usinas hidrelétricas, num total de 102 usinas, leva a aplicabilidade do sistema HydroLab para um nível profissional de desenvolvimento de *software*. A organização e o critério utilizados na construção deste banco de dados, somados a uma interface gráfica funcional e amigável, são inéditos ao setor elétrico. Somado a isto, está o fato de que os modelos implementados para o gerenciamento do sistema HydroLab beneficiam-se desta base de dados de usinas hidrelétricas.

O banco de dados de usinas hidrelétricas, dotado de critérios bem definidos em sua criação e manutenção, juntamente com sua interface gráfica inovadora, supre uma necessidade antiga do setor elétrico brasileiro quanto à unificação e consolidação dos dados cadastrais das usinas hidrelétricas brasileiras.

Vale lembrar que o banco de dados foi construído com objetivo de criar-se um arquivo de instruções SQL para a definição do modelo relacional e descrição dos comandos de povoamento das tabelas com os dados das usinas brasileiras. Este arquivo constitui-se num recurso de valor estratégico para o grupo de pesquisa por permitir que seu conteúdo possa ser convertido para diversos programas DBMS. Dessa forma, garante-se uma liberdade de mudar ou transferir este trabalho para outros sistemas de gerenciamento de banco de dados.

Destacam-se alguns pontos sobre o sistema HydroData:

- a base de dados possui, na presente data, todas as usinas despachadas pelo ONS. Esta característica possibilita aplicações reais dos programas HydroData e HydroLab;

- o sistema possui recursos para armazenar o conjunto de usinas contidas no cadastro nacional de expansão da geração hidrelétrica, tornando-se uma ferramenta importante para os grupos que estudam a expansão do sistema elétrico brasileiro;
- a boa organização dos recursos gráficos, acompanhada de uma estrutura lógica e simples de sua interface, fornecem ao sistema um caráter didático. O programa vem sendo utilizado em cursos de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP com o intuito de fornecer uma ferramenta que complemente o aprendizado dos alunos dos cursos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos.

Seguindo a qualidade do desenvolvimento do programa HydroData, o programa de suporte a decisão também faz uso destes avanços na implementação de uma interface gráfica amigável, robusta e eficiente para o gerenciamento de estudos de simulação, otimização e previsão. Esses modelos aplicam-se no suporte à decisão do planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos de geração.

Cabe salientar que, por detrás das cortinas da interface gráfica, onde reside o código do programa, existe um projeto de engenharia de software desenvolvido com rigor e cuidados especiais para a expansão dos recursos. Todo o sistema computacional foi projetado e implementado segundo o paradigma de programação orientada a objetos.

O programa HydroLab, em seu trajeto de amadurecimento, irá receber um número cada vez maior de componentes gráficos projetados e implementados conforme a descrição anterior. No estado atual de desenvolvimento, a coleção de componentes gráficos reutilizáveis tornar-se um ponto de partida importante para o rápido desenvolvimento de novos recursos de interface. Além disso, cada novo recurso adicionado ao sistema, motivado pela existência de novos modelos ou requisitos, será projetado e implementado respeitando-se o conceito de modularidade existente. Estas adições contribuirão para o aumento da coleção de componentes disponíveis no sistema HydroLab.

Outras atividades relacionadas ao desempenho computacional dos sistemas são merecedoras de destaque. Dentre elas, cabe salientar a capacidade de funcionamento em rede do sistema HydroLab (banco de dados e modelos matemáticos de otimização, previsão e simulação). O sistema HydroLab detém tecnologia para a execução de processos utilizando recursos multitarefa do sistema operacional *Windows* 32 bits (*Windows* 95 ou posterior). Estas duas capacidades são de grande valia no conforto do usuário ao lidar com estudos que têm um tempo computacional considerável (de 20 a 30 minutos, por exemplo).

A aplicação real do sistema, segundo contatos de pesquisa com empresas atuantes no setor elétrico brasileiro, tais como Petrobras, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Duke Energy International e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mostrou-se bastante adequado às atuais necessidades do setor elétrico.

Um resultado importante desta tese aponta para a comparação entre a metodologia em vigor no setor elétrico e a metodologia alternativa contida no sistema HydroLab.

Para o problema de planejamento, existe uma diferença fundamental entre os modelos quanto à representação do sistema de usinas. A modelagem para a solução do problema de planejamento da operação de longo prazo existente no sistema HydroLab é baseada em representação individualizada das usinas, diferentemente do modelo NEWAVE que se limita a modelagem agregada do sistema gerador, lançando mão de reservatórios equivalentes de energia. O sistema HydroLab representa de forma detalhada a operação hidráulica de usinas hidrelétricas, utilizando equações não lineares para representar a função de produção hidráulica, a capacidade máxima da vazão turbinada como uma função do armazenamento, o rendimento das turbinas e a variação do canal de fuga. No modelo NEWAVE estes detalhes são tratados como funções lineares por partes, como o caso da função de produção por faixas operativas dos reservatórios, ou por valores constantes, como é o caso do canal de fuga. Outra diferença encontra-se na representação estocástica do problema. No HydroLab esta é feita de forma externa, permitindo a utilização de modelos sofisticados de previsão de vazões como redes neurais combinadas com lógica fuzzy. No modelo NEWAVE, a representação estocástica é feita de forma implícita no modelo de otimização, o que obriga o uso de modelos periódicos auto-regressivos para a representação das vazões.

Para o problema de programação da operação, as conclusões são semelhantes. O sistema HydroLab possui detalhamento de funções não lineares para representar corretamente as variáveis envolvidas no cálculo da operação hidráulica das usinas em horizontes de curto prazo. Vale lembrar que os modelos do HydroLab são não lineares, assim como as técnicas de solução envolvidas. O modelo DESSEM utiliza-se de equações não lineares. No entanto, a técnica de solução utiliza-se de um *solver* baseado em técnica de programação linear. Isso impõe simplificações e alterações da modelagem, originalmente, não linear, para que essa seja compatível com programação linear. Como uma consequência, é necessária a inclusão de restrições de variação da geração entre intervalos, com objetivo de evitar o fenômeno de “bang-bang”, característico do resultado de problemas lineares. Este problema não se verifica nos modelos do HydroLab. Destaca-se o fato de que o modelo de programação da operação possui

discretização horária com horizonte de sete dias ou mais, diferentemente da última revisão do DESSEM que aponta para cinco patamares diários de carga.

Outro ponto importante de distinção entre a metodologia em vigor e a proposta pelo grupo UNICAMP é o domínio da implementação das técnicas de solução. Enquanto a cadeia de planejamento do setor baseia-se na utilização de pacotes comerciais de programação linear, a cadeia implementada nesse trabalho detém o domínio tecnológico de suas técnicas de solução, não empregando, portanto, em nenhuma de suas etapas, o uso de pacote comerciais.

Uma das principais metas do projeto e implementação do sistema de suporte à decisão HydroLab foi criar uma plataforma de agregação das metodologias desenvolvidas pelo grupo de pesquisa em planejamento de sistemas elétricos da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Pretendia-se que o sistema HydroLab reunisse as metodologias já desenvolvidas, permitindo a integração dos modelos de planejamento e programação da operação. Além disso, esperava-se que o sistema dispusesse de ferramentas que viabilizassem a adição de futuras metodologias.

Essa meta foi alcançada com o sucesso verificado nos trabalhos de inclusão do módulo HydroPrev, desenvolvido por Rosângela Ballini, e do módulo HydroDesp desenvolvido por Takaaki Ohishi e Anastácio Sebastian Arce Encina. Ambos os módulos receberam um tratamento orientado a objetos sob responsabilidade de Makoto Kadowaki. A interface gráfica dos módulos e a implementação do otimizador HydroMax, dos simuladores HydroSim LP e CP, e dos módulos auxiliares de curvas de perda e regras operativas de reservatórios foram alvos dos trabalhos desenvolvidos nessa tese.

Nessa pesquisa, não foram traçadas metas de comparação entre a cadeia de coordenação em vigor no setor elétrico e a cadeia proposta pelo grupo UNICAMP, embora descreveram-se os principais aspectos das duas linhas de coordenação hidrotérmica e mencionaram-se alguns pontos de diferenciação entre as metodologias.

O principal objetivo, ainda inédito, alcançado pelo sistema HydroLab é, na verdade, a construção de um sistema computacional que venha permitir a implementação e comparação de cadeias de planejamento, em um futuro próximo. Dá-se destaque à organização e padronização dos sistemas apresentados, sem as quais não seria possível atingir tal objetivo.

O tema dessa tese de doutorado foi agraciado com o Prêmio Jovem Cientista de 2002, com o título: *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento da Operação de Sistemas*

Hidrotérmicos de Potência - 3o Lugar no Prêmio Jovem Cientista de 2002 – Energia Elétrica: Geração, Transmissão, Distribuição e Uso Racional (veja Apêndice).

Por fim, como o leitor pode constatar, os sistemas computacionais contidos neste trabalho colocam-se como alternativas concretas no suprimento de necessidades reais do setor elétrico brasileiro, principalmente quanto à unificação de modelos matemáticos e das bases de dados técnicos das usinas hidrelétricas e termelétricas.

8.1.1 Trabalhos Futuros

Faz-se, a seguir, uma lista de sugestões para a continuidade deste trabalho:

- HydroData: Implementação de um módulo de consultas que permitisse capturar informações das usinas contidas na base de dados segundo um critério aprimorado de seleção;
- HydroData: Implementação de um módulo de teste e validação de dados com objetivo de percorrer o conteúdo da base identificando problemas, segundo um critério preestabelecido;
- HydroData: Incorporação de um sistema de informações geo-referenciadas. Com a propriedade de apresentação de mapas, a tarefa de localização de usinas ou cascatas seria facilitada.
- HydroMax: Explorar a utilização de três variáveis de decisão: volume em hm³; vazão turbinada em m³/s e vazão vertida m³/s. O objetivo é identificar se a eliminação de quinas na função objetivo em relação a vazão defluente melhora o desempenho do sistema na busca pela solução ótima;
- HydroMax: Criar novas funções objetivo como, por exemplo, maximização do lucro em relação as regras de mercado, explorando a estrutura orientada a objetos. Considerar como receita e custo a remuneração dos contratos bilaterais baseados em energia assegurada e nas regras do mecanismo de realocação de energia (MRE);
- HydroSim LP e CP: criar um sistema melhorado de levantamento e apresentação de alarmes durante o processo de simulação. Esses alarmes podem estar associados à restrições que podem possuir um *status* de correção manual ou automático. Em caso de status automático, o simulador se encarrega de respeitar as restrições; em caso manual, o simulador apenas apresenta alarmes na ocasião das restrições manuais serem violadas.

Referências Bibliográficas

1. ARCE, A. S. Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas. Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, nov. 1999.
2. ARCE, A. S., OHISHI T., SOARES S. *Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant*. IEEE Transactions on Power Systems, 2002.
3. ARCE, A. S., CICOGNA, M. A., SOARES, S. e OHISHI, T. *Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units*. Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, 2003.
4. ARCE, A. S., CICOGNA, M. A., SOARES, S. e OHISHI, T. *Heuristic Approach for Unit Commitment of Hydro Dominated Systems*. Artigo em fase final de revisão para o IEEE Transactions on Power Systems, out. 2004.
5. ARVANITIDIS, N. V. & ROSING, J. *Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System*. IEEE Transaction on PAS. vol. PAS-89, n° 2, pp.319-326, fev. 1970.
6. BALLINI R. *Previsão de Vazões Através de Sistemas Neuro-Fuzzy*. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, set. 2000.
7. BALLINI R. *A Seasonal Streamflow Forecasting Model Using Neurofuzzy Network*. Organizado por Bouchoun-Meunier, Bernadette, Yager, Ronald R., Zadeh, Lotfi. A.Information, Uncertainty and Fusion. Massachusetts, 2000.
8. BECK P., LASDON L. E ENGQUIST M. *A Reduced Gradient Algorithm for Nonlinear Network Problems*. ACM Transactions on Mathematical Software, vol. 9, n. 1, pp. 57-70, mar. 1983.
9. BLILIE C. *Patterns in Scientific Software: An Introduction*. IEEE Computing in Science & Engineering Magazine, vol. 4, n. 3, pp. 48-53, may. 2002.
10. BISSONNETTE V. et al. *A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Québec Production Systems*. vol. PWRS-1, n. 2, pp. 204-210, may 1986.
11. BOWMAN J. S., EMERSON S. L., DARNOVSKY M. *The Practical SQL Handbook – Using Structured Query Language*. Third Edition. Addison Wesley, 1996.
12. BOX G. E. P. & JENKINS G. M. *Time Series Analysis, Forecasting and Control*. Holden Day, San Francisco, 1976.
13. CARVALHO M. F. H. & SOARES S. *An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PWRS-2, pp. 537-542, 1987.
14. CHAUDHURI S., DAYAL U. e GANTI V. *Database Technology for Decision Support Systems*. IEEE Computer Magazine, vol. 34, n. 12, pp. 48-55, dec. 2001.
15. CICOGNA M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, fev. 1999.
16. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos*. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999.

17. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos: Natureza da Solução*. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999.
18. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Assessment of Secondary Energy in Hydroelectric Systems*. Proceedings of the 4th International Conference on Hydropower Development, Bergen, Norway, 55-60, jun. 2001.
19. CICOGNA, M. A., KADOWAKI, M., BALLINI, R. e SOARES, S. *Previsão de Vazões Médias Mensais: Uma Aplicação para as Usinas do Rio Paranapanema*. Anais do I CITENEL - Primeiro Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília, 2002.
20. CICOGNA, M. A., ARCE, A. S., SANTOS, E. F., SOARES FILHO, S. e OHISHI, T. *Um Critério de Desempenho para o Despacho Ótimo de Unidades Geradoras*. Anais do III SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, Foz do Iguaçu, 2002.
21. CICOGNA, M. A. e SOARES FILHO, S. *Um Sistema Gerenciador de Dados Cadastrais de Usinas Hidrelétricas*. Anais do III SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, Foz do Iguaçu, 2002.
22. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais do XXXV SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Natal, 2003.
23. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema Gerenciador de Dados Cadastrais para as Usinas Hidrelétricas Brasileiras*. Anais do XV SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Curitiba, 2003.
24. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais do XVII SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
25. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *An Objected-Oriented Hydrothermal Scheduling Algorithm*. Artigo submetido ao Power Industry Computer Applications Conference, 2004.
26. CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *A Decision Support System for Hydrothermal Scheduling*. Artigo submetido ao Elsevier's Journal of Decision Support Systems, 2004.
27. CRUZ Jr. G. & SOARES S. *Non-uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems. vol 11, n° 2, pp.702-707, mai. 1996.
28. CRUZ Jr. G. & SOARES S. *General Composite Representation of Hydroelectric Systems*. Power Industry Computer Applications – PICA'99 – Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference. pp.177-182, may. 1999.
29. DEMBO R. S. & STEIHAUG T. *Truncated Newton Algorithm for Large Scale Unconstrained Optimization*. Mathematical Programming, vol. 26, pp. 190-212, 1983.
30. DEMBO R. S. et al. *Managing Hidroeléctrica Española's Hydroelectric Power System*. INTERFACE, vol. 20, pp. 115-135, 1990.

31. ELETROBRÁS. *OPUS - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas - Descrição da Metodologia*. versão 3.0, jul. 1992.
32. ELETROBRÁS. *MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas*. 1994.
33. ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1999/2008*. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - www.ccpe.gov.br, jul. 1999.
34. ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 2001/2010*. Comitê Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, jul. 2001.
35. EI-HAWARY M. E. & CHRISTENSEN G. S. *Optimal Economic Operation of Electric Power System*. Academic Press, 1979.
36. ELMASRI & NAVATHE. *Fundamentals of Database Systems*. Third Edition. Addison Wesley, 2000.
37. FORTUNATO L. A. M. et al. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. EDUFF/Eletróbrás, 1990.
38. GAMMA E. et al., *Design Patterns: Elements of Reusable Object-Oriented Software*, Addison-Wesley, Reading, Mass., 1995.
39. HARA T. P. et al. *Avaliação do tempo de vida restante das unidades geradoras da usina de GBM e aspectos técnicos e econômicos*. VI Encontro Regional Latino-americano da CIGRE CE 39, Foz do Iguazú – Paraná – Brasil, mai. 1995.
40. HOLLINGWORTH J. et al. *C++ Builder 5 Developer's Guide*. Sams Publishing, 2001.
41. HORSTMANN C. S. *Practical Object-Oriented Development in C++ and Java*. John Wiley & Sons, 1997.
42. JOSUTTIS N. M. *The C++ Standard Library – A Tutorial and Reference*. Addison Wesley, 1999.
43. KLIGERMAN A. S. *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotermicos Interligados Utilizando Programação Dinamica Estocastica Dual*. Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, fev. 1992.
44. KULHAVÝ R. *A Developer's Perspective of a Decision Support System*. IEEE Control Systems Magazine, vol. 23, n. 6, pp. 40-49, dec. 2003.
45. LIPPMAN S. B. & LAJOIE J. *C++ Primer*. Third Edition. Addison Wesley, 1998.
46. LUENBERGER D. G. *Linear and Nonlinear Programming*. Addison-Wesley Publishing Co., 1984.
47. LYRA C., SOARES S., e TAVARES H. M. F. *Modelling and Optimization of Hydrothermal Generation Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PAS103, pp. 2126-2133, 1984.

48. MAE. Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Preços, Metodologia. Disponível em: <<http://www.mae.org.br/index.jsp>>. Acesso em: dez. 2003.
49. MARTINEZ L. & SOARES S. *Comparison Between Closed-Loop and Partial Open Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp. 330-336, may 2002.
50. McKAY E. N. *Developing User Interfaces for Microsoft Windows*. Practical and effective methods for improving the user experience. Microsoft Press, 1999.
51. MICROSOFT CORPORATION. *Microsoft Windows User Experience*. Official Guidelines for Interface Developers and Designers. Microsoft Press, 1999.
52. NILSSON O. & SJELVGREN D. *Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on the Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 38-44, feb. 1997.
53. OLARU C. & WEHENKEL L. *Data Mining*. IEEE Computer Applications in Power Magazine, vol. 12, n. 3, pp. 19-25, jul. 1999.
54. OLIVEIRA A., NEPOMUCENO L. e SOARES S. *Optimal Active Power Dispatch Combining Network Flow and Interior Point Approaches*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 4, nov. 2003.
55. OLIVEIRA G.G. & SOARES S. *A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. 10, n. 3, pp.1635-1641, 1995.
56. OLIVEIRA G. G. *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas*. Dissertação de Mestrado, FEEC / UNICAMP, set. 1993.
57. PANDIT S., SOMAN S. A. e KHAPARDES S. A. *Object-Oriented Design for Power System Application*. IEEE Computer Applications in Power Magazine, vol. 13, n. 4, pp. 43-47, oct. 2000.
58. PEREIRA M. V. F. *Optimal Scheduling of Hydrothermal System – An Overview*. IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, pp.1-9, 1985.
59. PEREIRA M. V. F. & PINTO L. M. V. G. *Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach*. Water Resources Research, vol. 21, no. 6, pp.779-792, 1985.
60. REISDORPH K. et al. *Borland C++ Builder 4 Unleashed*. Sams Publishing, Borland Press, 1999.
61. ROSENTHAL R. *A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System*. Operation Research. vol. 29, n° 4, jul. - aug. 1981.
62. SCHREIBER P. G. *Usinas Hidrelétricas*. Edgard Blücher, São Paulo, 1977.

63. SIQUEIRA T. G. *Comparação entre Programação Dinâmica Estocástica Primal e Dual no Planejamento da Operação Energética*. Dissertação de Mestrado, FEEC/UNICAMP, jun. 2003.
64. SOARES S., LYRA C. e TAVARES H. M. F. *Optimal Generation Scheduling of Hydrothermal Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PAS-99, pp.1107-1115, 1980.
65. SOARES S. & OHISHI T. *Operação Econômica de Sistemas Hidrotérmicos*. CEAP0, Módulo 7, UNICAMP, 1989
66. SOARES S., CARNEIRO A. A. F. M. e BOND P. S. *A Large Scale Application of An Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, n. 1, pp. 204-211, feb. 1990.
67. SOARES S. & CARNEIRO A. A. F. M. *Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, n. 3, pp. 1101-1107, 1991.
68. SOARES S. & CARNEIRO A. A. F. M. *Reservoir Operation Rules For Hydroelectric Power System Optimization*. Proceedings of the 1993 Athens Power Tech – IEEE/NTVA, vol. II, pp. 965-969, 1993.
69. SOARES S. & OHISHI T. *Hydro-Dominated Short-Term Hydrothermal Scheduling Via a Hybrid Simulation-Optimization Approach: A Case Study*. Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution Conference. vol. 142, n. 6, nov. 1995.
70. SOARES S. & SALMAZO S. *Minimum Loss Predispatch Model for Hydroelectric Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, n. 3, pp. 1220-1228, aug. 1997.
71. STROUSTRUP B. *The C++ Programming Language*. Third Edition. Addison-Wesley, 1997.
72. TERRY L. A. et al. *Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral*. Rel. CEPEL. Eletrobrás, 1980.
73. VINHAL C. D. N. *Sistema de Apoio à Decisão Para o Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, dez. 1998.
74. ZHOU E. Z. *Object-Oriented Programming, C++ and Power System Simulation*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, n. 1, pp. 206-215, feb. 1996.

Apêndice – Publicações

1.1 Publicações de Destaque

Os artigos apresentados a seguir foram publicados em congressos e revistas e são resultados diretos do trabalho de pesquisa desenvolvido nessa tese de doutorado.

ARCE, A. S., CICOGNA, M. A., SOARES, S. e OHISHI, T. Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units. Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, 2003.

ARCE, A. S., CICOGNA, M. A., SOARES, S. e OHISHI, T. Heuristic Approach for Unit Commitment of Hydro Dominated Systems. Artigo em fase final de revisão para o IEEE Transactions on Power Systems, out. 2004.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos*. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos: Natureza da Solução*. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Assessment of Secondary Energy in Hydroelectric Systems*. Proceedings of the 4th International Conference on Hydropower Development, Bergen, Norway, 55-60, jun. 2001.

CICOGNA, M. A., KADOWAKI, M., BALLINI, R. e SOARES, S. *Previsão de Vazões Médias Mensais: Uma Aplicação para as Usinas do Rio Paranapanema*. Anais do I CITENEL - Primeiro Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília, 2002.

CICOGNA, M. A., ARCE, A. S., SANTOS, E. F., SOARES FILHO, S. e OHISHI, T. *Um Critério de Desempenho para o Despacho Ótimo de Unidades Geradoras*. Anais do III SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, Foz do Iguaçu, 2002.

CICOGNA, M. A. e SOARES FILHO, S. *Um Sistema Gerenciador de Dados Cadastrais de Usinas Hidrelétricas*. Anais do III SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, Foz do Iguaçu, 2002.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais do XXXV SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Natal, 2003.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema Gerenciador de Dados Cadastrais para as Usinas Hidrelétricas Brasileiras*. Anais do XV SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Curitiba, 2003.

CICOGNA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais do XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.

A seguir, apresentam-se três trabalhos de destaque entre as publicações acima citadas.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
 FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
 DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

**Um Sistema de Suporte à Decisão para o
 Planejamento da Operação
 de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**



Por : Marcelo Augusto Cicogna
 Secundino Soares Filho (orientador)

Trabalho submetido à avaliação da comissão julgadora do XVIII Prêmio Jovem Cientista – Energia Elétrica: Geração, Transmissão, Distribuição e Uso Racional.

Junho 2002

3o Lugar no Prêmio Jovem Cientista de 2002 – Energia Elétrica: Geração, Transmissão, Distribuição e Uso Racional



SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

Versão 1.0
GOP.50
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

GRUPO IX
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

UM SISTEMA DE SUPORTE À DECISÃO PARA O PLANEJAMENTO E A PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

Marcelo Augusto Cicogna & Secundino Soares Filho
UNICAMP*

RESUMO

Este trabalho apresenta um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, denominado HydroLab. O sistema utiliza uma base de dados composta pelo conjunto de usinas hidrelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – e possui recursos computacionais avançados integrados a uma interface gráfica amigável, robusta e eficiente para o gerenciamento de estudos de otimização hidroenergética, previsão de vazões e simulação da operação hidrelétrica de longo e curto prazos.

PALAVRAS-CHAVE

Sistemas hidrotérmicos, Suporte à decisão, Otimização, Previsão e Simulação.

1.0 - APRESENTAÇÃO

Este artigo apresenta um sistema informatizado de apoio a decisão que consiste numa coleção de ferramentas computacionais que integram uma cadeia de planejamento e programação da operação para o sistema elétrico brasileiro.

As ferramentas estão divididas em três categorias principais: otimização (HydroMax e HydroDesp), previsão de vazões (HydroPrev) e simulação da operação hidrelétrica (HydroSim de longo e curto prazos). Estas ferramentas estão integradas em uma interface gráfica amigável e robusta para as tarefas de gerenciamento de usuários e estudos. O sistema de suporte à decisão tem característica multi-usuário.

A implementação do sistema explora o paradigma de orientação a objetos (Horstmann, 1997) para representar os modelos de otimização, de previsão e de simulação aplicados ao sistema hidrotérmico brasileiro. Esta representação baseia-se em uma coleção de objetos que se relacionam entre si para realizar a tarefa de planejar e programar a operação do sistema. Esta característica assegura uma estruturação moderna ao programa de suporte à decisão e permite que futuras extensões possam ser adicionadas ao código sem grande esforço na fase de implementação.

No item 2.0, é apresentada a estrutura da cadeia de planejamento e programação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro implementada no HydroLab. No item 3.0, é apresentada a base de dados que alimenta os modelos do sistema de suporte à decisão. Destacam-se algumas características do sistema de dados com relação à organização e validação da consistência de informações.

Finalmente, no item 4.0, apresenta-se os módulos do programa HydroLab e algumas imagens de sua interface gráfica.

2.0 - PLANEJAMENTO E PROGRAMAÇÃO

O gerenciamento da operação de um sistema hidrotérmico de geração requer uma divisão em etapas de planejamento. Cada etapa possui características específicas em função de seu horizonte de estudo e nível de detalhamento do sistema. A seguir é apresentada a cadeia de modelos proposta para o planejamento e programação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro.

Departamento de Engenharia de Sistemas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Estadual de Campinas
C.P. 6101, 13083-970 Campinas, SP, BRASIL
e-mail: (marcelo, dino)@densis.fee.unicamp.br

2.1 Planejamento da Operação

Com horizonte plurianual e discretização mensal ou semanal, o objetivo desta etapa é planejar a operação do sistema hidrotérmico gerador com objetivo de assegurar uma política de operação econômica e confiável. O resultado deve ser uma seqüência de decisões que procure minimizar o custo da operação e garantir o atendimento do mercado.

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é extremamente complexo. Existem, na literatura, diversas publicações apresentando metodologias e algoritmos de otimização aplicados a esse problema, tais como (Bissonnette et al., 1986, Dembo et al., 1990 e Pereira, 1985).

A cadeia de modelos aqui proposta para a solução do problema de planejamento da operação baseia-se na utilização de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas alimentado por um modelo de previsão de vazões afluentes. Este procedimento de previsão-otimização é repetido a cada intervalo do horizonte para fazer frente aos desvios entre os valores previstos e verificados das vazões.

Para avaliar o desempenho da política de planejamento da operação proposta, foi desenvolvido um simulador a usinas individualizadas onde são consideradas todas as restrições operacionais das unidades geradoras. Os modelos envolvidos na etapa de planejamento da operação possuem as seguintes características:

- **HydroMax:** modelo determinístico de otimização a usinas individualizadas para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico. Metodologia baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. As restrições operacionais das usinas incluem, entre outras, produtividade, potência e engolimento máximos variáveis com a queda.
- **HydroPrev:** modelo de previsão de vazões baseado em redes neurais combinadas com lógica fuzzy. A previsão de vazões pode utilizar um conjunto desconexo de vazões passadas para a estimativa das vazões futuras.
- **HydroSim LP:** modelo de simulação a usinas individualizadas de longo prazo. O modelo representa de forma individualizada as usinas a serem simuladas, bem como um conjunto amplo de restrições operacionais das usinas hidrelétricas e termelétricas.

Os modelos de otimização e simulação representam em detalhes as funções não lineares de produção das usinas hidrelétricas e de custo de geração das usinas termelétricas. A vazão turbinada máxima e a potência gerada são calculadas como funções não lineares da altura de queda. O rendimento das máquinas é calculado como uma função da potência (ou vazão turbinada) e da altura de queda (bruta ou líquida) (Cicogna, 1999).

A relação entre os modelos pode ser ilustrada através do fluxo de informações e responsabilidades de cada modelo, conforme apresentado na FIGURA 1.

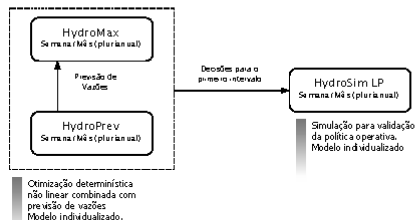


FIGURA 1. Esquema da cadeia de modelos para o planejamento da operação.

Como resultado desta etapa de planejamento são obtidas metas semanais de geração que serão fornecidas como dados de entrada para a programação da operação.

2.2 Programação da Operação

O objetivo principal da programação da operação de curto prazo do sistema hidrotérmico é compatibilizar a operação do sistema hidráulico e elétrico ao longo de horizontes de curto prazo (uma semana) em base horária, respeitando as metas energéticas de geração estabelecidas pelo planejamento da operação.

Do ponto de vista da operação de curto prazo, é importante detalhar a operação das unidades geradoras, definindo a configuração destas unidades ao longo do próximo dia e seus respectivos pontos de operação, as restrições de operação do sistema hidrelétrico, restrições de uso múltiplo da água, restrições ambientais e as restrições de operação do sistema termelétrico. A operação do sistema de transmissão também deve ser representada em detalhe, pois este constitui um dos aspectos mais críticos para a operação em tempo real do sistema. Finalmente, o aspecto relativo à segurança operativa deve também ser analisado, no sentido de se resguardar contra a ocorrência de eventos não programados e que podem comprometer a qualidade e a continuidade da operação do sistema.

Os modelos desenvolvidos para a programação da operação são:

- **HydroDesp:** modelo de otimização determinística do despacho de máquinas em usinas hidrelétricas. Este modelo utiliza uma metodologia de aferição das perdas de geração hidrelétrica para compor o critério de desempenho do despacho de máquinas. O número de partidas e paradas também é minimizado.
- **HydroSim CP:** modelo de simulação da operação de sistemas hidrelétricos. Esta metodologia representa de forma individualizada os conjuntos de turbinas/geradores a serem simulados, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas em horizonte de curto prazo (por exemplo: tempo de viagem, operação de comportas e capacidade de vertimento).

Para a cadeia de modelos proposta neste trabalho, as metas de geração semanal representam a conexão entre os modelos de longo e médio prazo (HydroMax,

HydroPrev e HydroSim LP) com os modelos de programação da operação (HydroDesp e HydroSim CP).

A relação entre os modelos pode ser ilustrada através do fluxo de informações e responsabilidades de cada modelo, conforme apresentado na FIGURA 2.

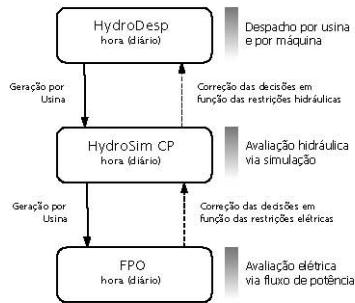


FIGURA 2. Esquema da cadeia de modelos para a programação da operação.

A cadeia de modelos para realizar a programação da operação proposta neste trabalho baseia-se na utilização de um modelo de otimização determinística para o despacho de máquinas, sendo os resultados deste modelo validados por um simulador da operação hidráulica de curto prazo. A composição destes dois modelos permite criar uma estratégia de programação da operação que utiliza modelos de otimização para determinar o ponto ótimo de operação das máquinas e geradores, ao mesmo tempo em que verifica um grande conjunto de restrições do sistema hidráulico através de simulação de curto prazo.

Existe, ainda, uma fase de validação elétrica da solução que foi verificada hidráulicamente pelo simulador da operação hidrelétrica. Este modelo baseia-se em um fluxo de potência ótimo, cuja função objetivo procura minimizar uma combinação entre os custos com perdas na rede de transmissão e o desvio quadrático em relação as decisões de geração determinadas pelos modelos anteriores (HydroDesp e HydroSim CP). Esta última etapa de finalização da programação da operação ainda não está implementada no HydroLab.

3.0 - O BANCO DE DADOS HYDRODATA

A base do sistema de suporte à decisão possui um programa gerenciador dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas. Este programa, chamado HydroData, é um aplicativo que permite a consulta, organização, padronização e gerenciamento dos dados cadastrais das principais usinas hidrelétricas brasileiras (atualmente, 88 usinas fazem parte do banco de dados).

A interface gráfica possui recursos amigáveis para busca e visualização dos dados das usinas. Utilizando-se de elementos gráficos especiais do sistema operacional Windows, o programa apresenta as usinas na forma espacial de uma árvore de nós hierarquizados (FIGURA 3, quadro à esquerda). Existem cinco formas

de organização da árvore de usinas: por Código, Nome, Rio, Empresa ou Bacia Hidrográfica;

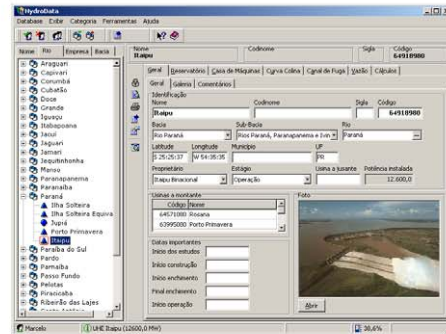


FIGURA 3. O programa HydroData.

O programa organiza as características físicas e operativas de uma usina hidrelétrica em sete categorias: Geral, Reservatório, Casa de Máquinas, Curva Colina, Canal de Fuga, Vazão, e Cálculos. Todas as categorias estão disponíveis na janela principal do programa, ao lado da árvore de usinas. Com essa organização, o usuário tem em mãos uma ferramenta intuitiva e bastante eficiente para as tarefas de busca e visualização dos dados cadastrais das usinas hidrelétricas brasileiras.

Existe um conjunto de ferramentas que permitem a realização de cálculos especializados envolvendo os dados de usinas hidrelétricas (FIGURA 4). Através de ilustrações gráficas, os cálculos podem ser efetuados rapidamente, através do fornecimento do volume armazenado no reservatório e do valor de vazão defluente. Em função destes dois parâmetros, o programa determina o restante das variáveis que descrevem a operação da usina.

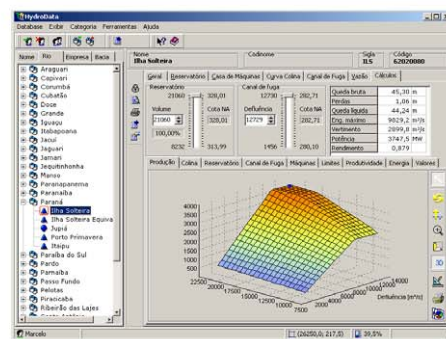


FIGURA 4. Opções de cálculos avançados.

A organização dos recursos gráficos, acompanhada de uma estrutura lógica e simples de sua interface, fornecem aos profissionais de planejamento e operação de usinas hidrelétricas um sistema eficiente no gerenciamento os dados cadastrais das usinas

4.0 - O PROGRAMA HYDROLAB

Neste item faz-se uma breve apresentação dos módulos do programa HydroLab, responsáveis pela implementação dos cinco modelos propostos para a cadeia de planejamento e programação da operação.

4.1 O Módulo HydroMax

Este módulo implementa o modelo de otimização determinística baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. As usinas do sistema são representadas de maneira individualizada (Cicogna, 1999).

O modelo tem como função objetivo (critério de desempenho) minimizar o custo de complementação termelétrica ao longo de um horizonte de estudo. A função de custo de complementação termelétrica pode ser linear por partes, quando conseguida a partir de dados das usinas termelétricas nacionais, ou pode ser representada por uma função quadrática crescente do nível de geração. Maiores detalhes podem ser obtidos em Cicogna, 1999. O modelo conta, ainda, com outros critérios de desempenho: maximização da geração e maximização do armazenamento.

As técnicas de solução mais eficientes, utilizadas para resolver o problema de planejamento da operação, são baseadas em modelos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados (Rosenthal, 1981 e Oliveira, 1995). Esta técnica de solução baseada em fluxo em rede garante um excelente desempenho computacional da aplicação do modelo de otimização.

A descrição do módulo de otimização HydroMax do programa de suporte à decisão HydroLab baseia-se na divisão lógica entre os dados de entrada de um estudo e dos resultados da otimização. O sistema armazena estas duas categorias de dados para análises futuras.

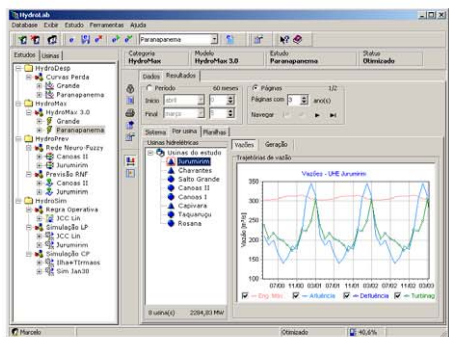


FIGURA 5. O módulo HydroMax.

A interface de resultados conta com ferramentas de configuração das escalas temporais semelhante à ação de folhear as páginas de um livro, acionadas através do botão . É interessante notar que os gráficos apresentados na aba de resultados têm suas escalas temporais em sincronia com as opções configuradas nos

quadros Período ou Páginas, não sendo necessário à repetição de escalas nos outros gráficos.

4.2 O Módulo HydroPrev

O modelo atualmente ativo no conjunto de ferramentas de previsão do programa HydroLab é o modelo que combina redes neurais com lógica fuzzy, desenvolvido por Ballini, 2000. Este modelo apresenta resultados expressivos quanto à diminuição dos erros de previsão, quando comparado a técnicas clássicas utilizadas no setor elétrico brasileiro (modelos periódicos autoregressivos de ordem p , PAR(p) – Box & Jenkins, 1976).

Vale lembrar que, com o conteúdo completo do banco de dados HydroData, a aplicação do modelo de redes neuro-fuzzy pode ser estendida para todas as usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema.

Em se tratando de estudos de previsão com redes neuro-fuzzy, o processo de utilização do modelo pode ser dividido em duas etapas: em primeiro lugar, deve-se treinar a rede utilizando-se um subconjunto de dados do histórico de vazões. Este treinamento deve ser testado em um segundo subconjunto, diferente do utilizado no treinamento, para aferir o grau de aprendizagem da rede neuro-fuzzy. O segundo passo é utilizar redes treinadas na previsão de vazões futuras.

Na FIGURA 6, vê-se o arranjo geral dos dados de entrada de um estudo de treinamento que possui doze redes neuro-fuzzy para o posto de vazões de Jurumirim. Estas redes foram treinadas para cada mês do histórico de vazões naturais de Jurumirim. Desta forma, tem-se uma rede especial para a previsão das vazões de janeiro, fevereiro, e assim por diante até o mês de dezembro.

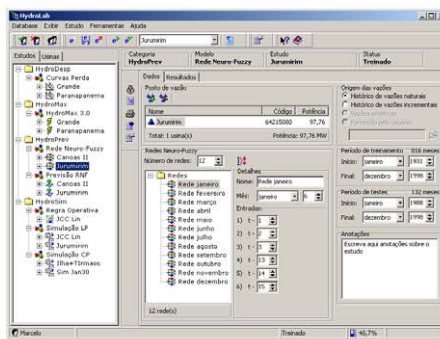


FIGURA 6. O módulo de previsão HydroPrev.

O modelo de treinamento permite configurar várias combinações para o conjunto de entradas da rede. É permitida a seleção de meses anteriores não consecutivos. Por exemplo, é possível a seguinte configuração de vazões passadas de entrada: t-1, t-2, t-3 (três meses imediatamente anteriores ao intervalo t) e t-13, t-14, t-15 (os mesmos três meses antecedentes, mas com um ano de defasagem). Desta forma, é possível

5

testar quais os meses passados que têm maior influência na previsão da vazão do período em estudo.

Assim como foi realizado para o módulo HydroMax, quanto ao gerenciamento de dados de entrada e resultados, pode-se apresentar o módulo HydroPrev baseado nos dados das redes de treinamento das redes neuro-fuzzy (FIGURA 6) e dos resultados de previsão que utilizam estas redes (FIGURA 7). O número de entradas de uma rede pode ser especificado, bem como a defasagem em relação ao mês previsto.

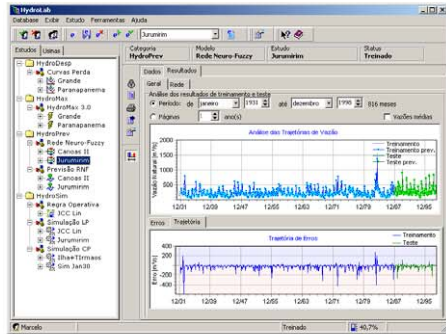


FIGURA 7. Análise de resultados HydroPrev.

4.3 O Módulo Hydro Sim LP

Após o desenvolvimento de modelos de otimização (HydroMax) e de previsão de vazões (HydroPrev), a coleção de ferramentas do sistema computacional HydroLab para o planejamento da operação se completa com o desenvolvimento de um modelo de simulação da operação de usinas hidrelétricas e termelétricas. O horizonte considerado é o mesmo adotado para o modelo de otimização HydroMax, contemplando o planejamento de médio e longo prazo.

O modelo de simulação proposto neste trabalho presta-se para a simulação da operação energética de sistemas hidrotérmicos situados em um horizonte de médio ou longo prazo, com discretização semanal, mensal e mista e representação individualizada das usinas. O simulador considera o efeito de evaporação e usos múltiplos do reservatório das usinas.

O projeto de um simulador a usinas individualizadas teve como direção principal à adequação do processo de simulação a uma família de políticas de operação do sistema. O objetivo foi criar um simulador que não necessitasse ser alterado a cada nova implementação de uma determinada política de operação do sistema. A estrutura do simulador, com a divisão entre implementação e tomada de decisão, conferem ao módulo HydroSim LP um caráter inovador ao desenvolvimento de simuladores para a operação hidrotérmica (Cicogna, 2003).

Na FIGURA 8, vê-se o arranjo geral dos dados de entrada de um estudo de simulação da operação das usinas localizadas no Rio Paranapanema. A interface gráfica de análise dos resultados do módulo HydroSim

LP é compartilhada com o módulo HydroMax. Esta característica de compartilhamento de elementos comuns entre módulos reflete as vantagens do projeto orientado a objetos do sistema HydroLab (FIGURA 9).

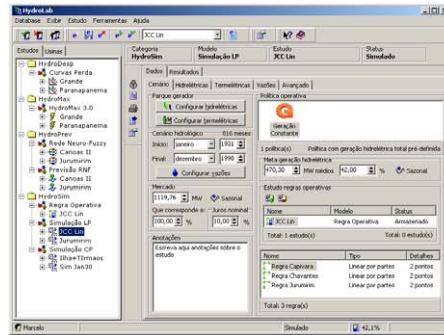


FIGURA 8. O módulo de simulação HydroSim LP.

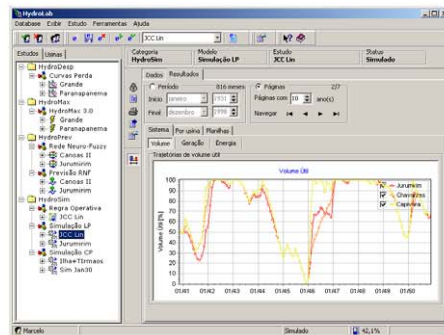


FIGURA 9. Análise de resultados HydroSim LP.

4.4 Os Módulos HydroDesp e HydroSim CP

O modelo para realizar a programação da operação baseia-se na utilização de um modelo de otimização determinística para o despacho de máquinas (Arce, 1999 e Arce e Ohishi, 2002), sendo os resultados deste modelo validados por um simulador da operação hidráulica de curto prazo. A composição destes dois modelos permitir criar uma estratégia de programação da operação que utiliza modelos de otimização para determinar o ponto ótimo de operação das máquinas e geradores, ao mesmo tempo que verifica-se um grande conjunto de restrições do sistema hidráulico através de simulação de curto prazo.

Na FIGURA 10, apresenta-se o módulo de curvas de perda que compõem a função objetivo do modelo HydroDesp. Estas curvas determinam a variação das perdas na geração hidrelétrica, em função do número de máquinas despachadas. Após a realização do despacho ótimo de máquinas, o sistema HydroLab dispõe de um simulador da operação hidrelétrica de curto prazo que permite validar a operação hidráulica que o modelo de despacho de máquinas determinou.

6

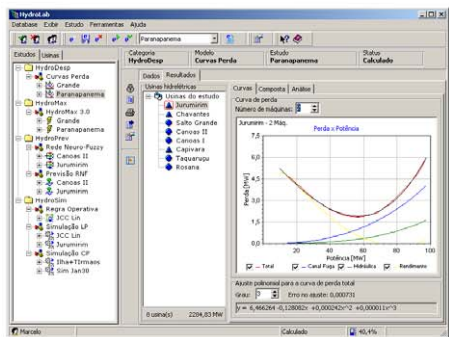


FIGURA 10. O Módulo HydroDesp.

Na FIGURA 11, pode-se visualizar um exemplo da interface de análise de uma simulação horária com horizonte de um dia. A ferramenta de edição de escalas temporais apresentada para os módulos de longo prazo adapta-se à discretização horária.

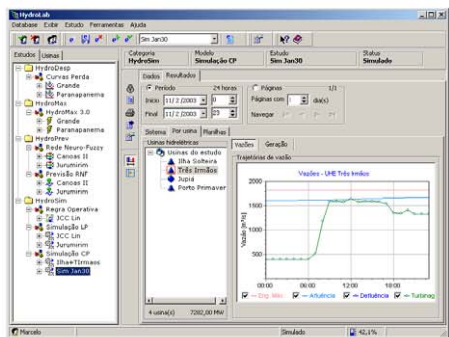


FIGURA 11. Análise de resultados HydroSim CP.

Assim como para o modelo de otimização HydroMax, o modelo HydroSim CP representa em detalhes as funções não lineares de produção das usinas hidrelétricas e de custo de geração das usinas termelétricas. A vazão turbinada máxima, a potência gerada e o rendimento das turbinas e geradores são calculados como funções não lineares da altura de queda e da geração nas máquinas.

5.0 - CONCLUSÃO

Este informe técnico apresentou um sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação do sistema de energia elétrica brasileiro. O sistema computacional foi desenvolvido no paradigma de orientação a objetos e integra diversas ferramentas numa interface gráfica amigável e robusta.

O sistema computacional apoia-se em uma base de dados composta por usinas hidrelétricas, a qual conta com 88 usinas gerenciadas e despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Esta base de da-

dos pode ser acessada de várias formas. Destaca-se o programa computacional desenvolvido especialmente para a visualização, consulta e manutenção dos dados das usinas. Este programa demonstra avanços consideráveis no desenvolvimento de interfaces gráficas aplicadas às características dos dados cadastrais de usinas hidrelétricas.

O sistema de suporte à decisão gerencia ao todo cinco modelos que auxiliam à solução do problema de planejamento e programação da operação. A interface gráfica permite a integração dos modelos de otimização (HydroMax e HydroDesp) com os modelos de simulação (HydroSim LP e HydroSim CP).

Como pode ser observado, os sistemas computacionais apresentados neste trabalho são alternativas concretas no suprimento de necessidades reais do setor elétrico brasileiro, principalmente quanto à integração de modelos matemáticos e das bases de dados técnicos das usinas hidrelétricas e termelétricas.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ARCE A. *Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas*. Tese de Mestrado. FEEC/UNICAMP, novembro, 1999.
- (2) ARCE A., OHISHI T., SOARES S. *Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant*, IEEE Transactions on Power Systems, 2002.
- (3) BALLINI R. *Previsão de Vazões Através de Sistemas Neuro-Fuzzy*. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, setembro, 2000.
- (4) BISSONNETTE V. et al. *A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Québec Production Systems* – v. PWRS-1, n° 2, pp. 204-210, May, 1986.
- (5) CIOGNA M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Tese de Mestrado. FEEC/UNICAMP, fevereiro, 1999.
- (6) CIOGNA M. A. *Um Sistema de Suporte à Decisão para a Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, fevereiro, 2003.
- (7) DEMBO R. S. et al. *Managing Hydroeléctrica Española's Hydroelectric Power System* - INTERFACE, vol.20, pp.115-135, 1990.
- (8) HORSTMANN C. S. *Practical Object-Oriented Development in C++ and Java*. John Wiley & Sons, 1997.
- (9) OLIVEIRA G.G. *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas* – Dissertação de Mestrado, FEEC / UNICAMP, 1993.
- (10) PEREIRA M.V.F. *Optimal Scheduling of Hydrothermal System – An Overview* – IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, pp.1-9, 1985.
- (11) ROSENTHAL R. *A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System*. Operation Research. vol. 29, n° 4, julho-agosto, 1981.

Paper accepted for presentation at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy

Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units

S. Soares (IEEE SM), T. Ohishi, M. Cicogna
Faculty of Electrical and Computing Engineering UNICAMP
13083-970 Campinas-Brazil

A. Arce
Itaipu Binacional
85856-970 Foz do Iguaçu-Brazil

Abstract— This work is concerned with the dynamic dispatch of hydro generating units. A performance criterion that takes into account variations in tailrace elevation, penstock head losses and turbine-generator efficiencies is considered. A heuristic procedure based on Lagrangian Relaxation is applied to solve the dynamic dispatch problem of scheduling generation on an hourly basis during a day. The approach has been tested on a hydro system composed of nine hydro plants of the Brazilian power system. The generation scheduling verified on a typical day was considered for comparison with the solution provided by the approach and the results show a significant improvement in terms of hydro generation efficiency.

Index Terms—Hydro generation, dynamic dispatch, short term generation scheduling, Lagrangian Relaxation methods.

I. INTRODUCTION

Power generation in the Brazilian electrical power system is mainly provided by hydro plants (92%). In such a system, thermal generation is established by long term planning models, which aims to minimize expected thermal generation cost, and is dispatched flat during the short term planning period since hydro generation is sufficient to track load variations. Thus, thermal generation is removed from the total load and the remainder load is disaggregated by hydro plant with the objective of optimizing a performance criterion while satisfying generation targets imposed by the long term planning.

In the literature, there are very few papers treating the hydro unit commitment problem and hydro efficiency studies. Nilsson presents two models [1]-[2], in which in the first approach the hydro unit start-up costs are considered, and in the second paper the spinning reserve requirements are included too; both models are treated by relaxation techniques. Guan [3] also presents an approach that take into account hydro unit start-up costs, the spinning reserve requirements, and restricted operating zones; the techniques used was mixed-integer programming and network flow algorithm. Rux [4] and Ponrajah [5] present hydro economic dispatch models, in which the costs are based on the incremental water rate curve. In [6] Nilsson analyses the impact of hydro start-up costs on the short term scheduling, considering aspects such as maintenance costs, wear and tear of mechanical equipment, malfunction and loss of water during start up. Bjorkvoll [7] presents an approach to calculate hydropower start up costs modeling as cash flow problem during its service life. This work presents a performance criterion for the dynamic dispatch of hydro generation that takes into account variations in tailrace elevation, penstock head loss and turbine-generator efficiency. Since these variables are expressed in different units, they are converted to a common unit in order to allow

the representation of the overall power generation performance by a single variable, the power output. The result is a power generation loss function, which represents power losses in the hydro plant as a function of its power output, for each number of generating units in operation.

The hydro dynamic dispatch problem is then formulated as minimizing during the day, on a hourly basis, the total power generation loss on hydro plants while attaining load demand and daily generation targets defined by long term planning. A heuristic procedure based on Lagrangian Relaxation is developed to solve the problem, which is a mixed integer nonlinear programming problem.

The paper is organized as follows: In Section II the performance criterion adopted is described. In Section III, the dynamic dispatch of hydro generating units is formulated and the solution procedure is presented. Section IV reports test results obtained with a Brazilian hydroelectric system with nine plants, and finally Section V summarizes the conclusions.

II. PERFORMANCE CRITERION

Power output from hydro generating units depends on many variables as shown in equation (1):

$$p = g \cdot \rho \cdot \eta_{tg} \cdot h_1 \cdot q \cdot 10^6 \quad (1)$$

Where

- p power generation (MW).
- g gravity acceleration (m/s^2).
- ρ water specific weight (kg/m^3).
- η_{tg} turbine-generator efficiency (%).
- h_1 effective water head (m).
- q turbine water discharge (m^3/s).

The effective water head is given by:

$$h_1 = h_f - h_t - h_p \quad (2)$$

where

- h_f forebay elevation (m).
- h_t tailrace elevation (m).
- h_p penstock head loss (m).

One way of representing hydro power generation efficiency is to compute power generation loss due to decrease in effective water head and turbine-generator efficiency. In order to represent power efficiency by a power generation loss function, it is necessary to investigate the influence of each variable on power generation.

A. Forebay and Tailrace elevation

Forebay elevation plays a major role in long term operation planning of hydroelectric systems, but in short term planning, which involves a single day on an hourly basis, little change in forebay elevation is observed so that this variable can be considered constant. However, tailrace elevation can change considerably in daily operation as a consequence of variation in discharge necessary to load track.

B. Loss Components

As the total water discharge of a hydro plant increases, for a given number of generating units in operation, tailrace elevation and penstock head loss also increase and, as a consequence, the effective water head decreases. At the same time, due to the hill curve, turbine-generator efficiency will initially increase until a maximum efficiency point after which starts decreasing. An operation out from this optimal efficiency point will result in a loss of efficiency. In the following, these effects on hydro power output are expressed in terms of power loss in MW [8,9].

$$P_m = g \cdot \rho \cdot \eta_{tg} \cdot \Delta h_t \cdot q_n \cdot 10^6 \quad (3)$$

where P_m is the power generation loss (MW) due the tailrace elevation with n generating units in operation, and Δh_t is given by

$$\Delta h_t = h_t(q_n) - h_t(q_{min}) \quad (4)$$

where q_{min} is the minimum total water discharge in the hydro plant, and q_n is the total water discharge with n generating units in operation.

The penstock head loss is associated with the friction of water on the penstock and is represented as:

$$P_{pm} = (k \cdot q^2) \cdot g \cdot \rho \cdot \eta_{tg} \cdot \Delta h_t \cdot q_n \cdot 10^6 \quad (5)$$

where P_{pm} is the penstock power loss with n generating units in operation, k is a constant that expresses the characteristic of the penstock (s^2/m^5), and q is the water discharge through each generating unit. Note that if the units were identical the total discharge should be equally divided between each generating unit so that $q_n = n \cdot q$.

The efficiency loss can be expressed by

$$P_{em} = g \cdot \rho \cdot (\eta_{max} - \eta_{tg}) \cdot h_t \cdot q_n \cdot 10^6 \quad (6)$$

where P_{em} is the power loss (MW) associated with reduction in turbine-generator efficiency and η_{max} is the maximum turbine-generator efficiency, both for n generating units in operation.

C. Total power generation loss

The total power generation loss is then computed as the sum of the three losses above described. This function gives the total loss in MW as a function of power output, also in MW, and depends on the number of generating units in operation. Figure 1 depicts the total loss and its components for the Itaipu Hydroelectric plant with 14 generating units in operation.

III. PROBLEM FORMULATION

The objective of the dynamic dispatch is to calculate a generation scheduling for the next day on an hourly basis. The

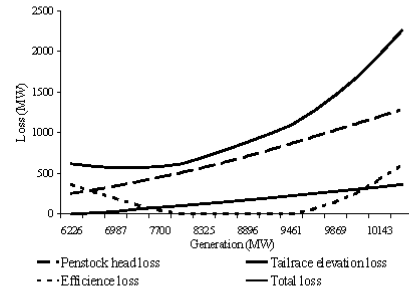


Figure 1 – Itaipu power generation loss with 14 generating units.

number of generating units in operation and their respective generation outputs are to be determined for all hydro plants and hours of a day. For a hydro system with N plants, the problem can be formulated as the following mixed optimization problem.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N f_i(p_{it}, n_{it}) \quad (7)$$

s.t.

$$\sum_{i=1}^N p_{it} = m_i \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N p_{it} = d_t \quad \forall t = 1, \dots, 24 \quad (9)$$

$$\underline{p}_{it}(n_{it}) \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it}(n_{it}) \quad (10)$$

$$\underline{n}_{it} \leq n_{it} \leq \overline{n}_{it} \quad (11)$$

where: p_{it} is the power output of hydro plant i during hour t ; n_{it} is the number of generating units dispatched in the hydro plant i at hour t ; $\underline{p}_{it}, \overline{p}_{it}$ are the output limits of hydro plant i at hour t ; $\underline{n}_{it}, \overline{n}_{it}$ are the minimum and maximum number of units in operation in plant i at hour t ; d_t is the load demand at hour t ; m_i is the daily generation target of hydro plant i ; and $f_i(p_{it}, n_{it})$ is the power generation loss function for plant i with power output p_{it} and n_{it} generating units in operation.

Objective function (7) represents the total generation loss for all hydro plants and for all hours of the day; equation (8) represents the daily generation targets of all plants; equation (9) represents the load attainment, constraints (10) and (11) represent limits on power output and unit availability.

Problem (7)-(11) is a mixed nonlinear programming problem whose solution can be quite complex for large hydroelectric systems. To overcome this difficulty, this paper proposes an heuristic approach in which problem (7)-(11) is decomposed in two sub-problems: a Unit Commitment sub-problem (UC) and a Generation Dispatch sub-problem (GD). The UC sub-problem defines the number of generating units in operation at each plant and hour, and the GD sub-problem determines the power output of each plant for the number of generating units in operation defined by the UC sub-problem. The sub-problems are iteratively solved until convergence is achieved.

A. GENERATION DISPATCH SUB-PROBLEM

Suppose that the number of generating units in operation at each plant and hour is defined. Now, the generation outputs for all hydro units must be calculated taking into account the problem requirements in terms of load demand, generation targets, and operational limits. Mathematically, when the integer variables are fixed, problem (7)-(11) results in a continuous variables problem – the GD sub problem:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{24} \sum_{t=1}^N f_i(p_{it}, n_{it}^*) \quad (12)$$

s.t.

$$\sum_{t=1}^{24} p_{it} = m_i \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (13)$$

$$\sum_{i=1}^N p_{it} = d_t \quad \forall t = 1, \dots, 24 \quad (14)$$

$$\underline{p}_{it}(n_{it}^*) \leq p_{it} \leq \bar{p}_{it}(n_{it}^*) \quad (15)$$

Problem (12)-(15) is formulated only in terms of active power, in which n_{it}^* is a given parameter that represents the number of generating units in operation in hydro plant i at hour t .

Problem (12)-(15) can be efficiently solved by Lagrangian Relaxation techniques [10]. Thus, relaxing equations (13) and (14) the following Lagrangian function is obtained:

$$\begin{aligned} L(p, \mu, \lambda) = & \sum_{i=1}^{24} \sum_{t=1}^N f_i(p_{it}, n_{it}^*) + \sum_{i=1}^N \mu_i \left(\sum_{t=1}^{24} p_{it} - m_i \right) \\ & + \sum_{t=1}^{24} \lambda_t \left(\sum_{i=1}^N p_{it} - d_t \right) \end{aligned} \quad (16)$$

Equation (16) can be expressed as:

$$\begin{aligned} L(p, \mu, \lambda) = & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^{24} L_{it}(p_{it}, \mu_i, \lambda_t) - \sum_{i=1}^N \mu_i m_i \\ & - \sum_{t=1}^{24} \lambda_t d_t \end{aligned} \quad (17)$$

Where,

$$L_{it}(p_{it}, \mu_i, \lambda_t) = f_i(p_{it}, n_{it}^*) + \{\mu_i + \lambda_t\} p_{it} \quad (18)$$

Since the Lagrangian is additively separable for each plant and hour, the dual function can be represented by

$$\begin{aligned} h(\mu, \lambda) = & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^{24} h_{it}(\mu_i, \lambda_t) - \sum_{i=1}^N \mu_i m_i \\ & - \sum_{t=1}^{24} \lambda_t d_t \end{aligned} \quad (19)$$

Where,

$$\begin{aligned} h_{it}(\mu_i, \lambda_t) = & \text{Min} \quad L_{it}(p_{it}, \mu_i, \lambda_t) \\ \text{s.t.} \quad & \underline{p}_{it}(n_{it}^*) \leq p_{it} \leq \bar{p}_{it}(n_{it}^*) \end{aligned} \quad (20)$$

Sub problem (20) is an one-variable problem which solution is semi-analytic

$$p_{it}^* = \min \left\{ \bar{p}_{it}(n_{it}^*), \max \left[\underline{p}_{it}(n_{it}^*), p_{it}^0 \right] \right\} \quad (21)$$

where

$$\left. \frac{\partial L_{it}}{\partial p_{it}} \right|_{p_{it}^0} = \mu_i + \lambda_t \quad (22)$$

Finally, the solution of problem (12)-(15) can be obtained by solving its dual problem given by:

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & h(\mu, \lambda) \\ \text{s.t.} \quad & \mu \in \mathfrak{R}^N, \lambda \in \mathfrak{R}^{24} \end{aligned} \quad (23)$$

The procedure to solve (23) can be summarized by the following steps:

1. Initialize the Lagrangian multipliers μ^0 and λ^0 , $k = 0$;
2. Solve sub problems (20) for each plant and hour obtaining p_{it}^* ;
3. Feasibility test:
 - If p_{it}^* satisfies constraints (13)-(14) within a given tolerance stop. This solution is optimal for problem (12)-(15).
 - Otherwise, the errors in constraints (13)-(14) constitute the gradient of dual function (19).

$$\varepsilon_1^k = \sum_{i=1}^N p_{it}^* - m_i \quad (24)$$

$$\varepsilon_2^k = \sum_{i=1}^N p_{it}^* - d_t \quad (25)$$

Equation (24) gives the error in the generation target of hydro plant i and equation (25) gives the error in the demand attainment at hour t .

4. Lagrangian multipliers updating:

The Lagrangian multipliers are updated according to:

$$\begin{bmatrix} \mu^{k+1} \\ \lambda^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu^k \\ \lambda^k \end{bmatrix} + \alpha s(\varepsilon) \quad (26)$$

Where $s(\varepsilon)$ is an improving direction; ε is the gradient of the dual function (19); and α is the step in this direction, obtained by a line search. In this paper, the improving direction and the line search were implemented by the conjugate gradient and false position methods, respectively [3].

Return to the step 2.

Equations (13) and (14) are closed related by the feasibility condition

$$\sum_{i=1}^N m_i = \sum_{i=1}^{24} d_i \quad (27)$$

This provides a good condition number for the Hessian matrix of the dual function, which assures very fast convergence of the dual problem.

B. UNIT COMMITMENT SUB-PROBLEM

The Unit Commitment (UC) sub problem determines the scheduling of start-up/shut-down of hydro units during the day. The decision concerning the number of generating units in operation at a given hour is obtained through an heuristic rule based on the power generation loss function. In the proposed methodology, the UC sub problem is solved after the resolution of the GD sub problem and uses the generation scheduling obtained by the GD as input data.

The basic idea of this heuristic is that the number of hydro units in operation in a given hydro plant at a given hour is determined in order to minimize the total loss in the plant for the power output calculated by GD sub problem. This rule can be easily visualized through Figure 2, in which three loss functions of Itaipu with 14, 15 and 16 hydro units in operation are depicted.

Suppose, for example, that the GD sub-problem has been solved considering 15 generating units in operation in a given hour in the Itaipu hydro plant, and suppose that the optimal generation output at this hour was 10,000 MW. According to the loss functions shown in Figure 2, this power output can be more efficiently achieved with 16 generating units and so the number of generating units is updated to 16, resulting in a saving of 271 MWh. The same updating is performed for all hydro plants and hours and a new GD sub-problem is solved.

C. PROBLEM RESOLUTION

The solution of problem (7)-(11) is obtained by the alternative resolution of sub problems GD and UC until no changes in their solutions are achieved. The procedure is initialized with the GD sub problem assuming that all hydro plants are constituted by a single generating unit with the same capacity of the total plant and loss function given by the inferior values of all loss functions, as shown in Figure 3 for the Itaipu hydro plant.

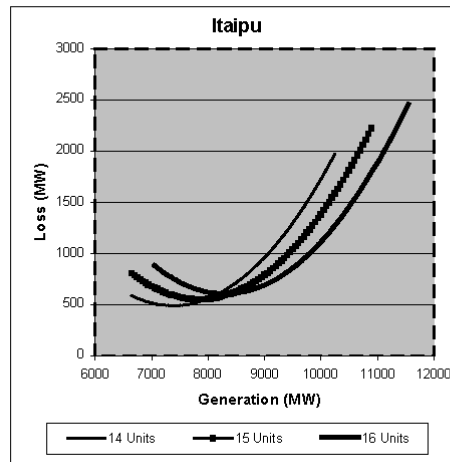


Figure 2 – Power generation loss functions for the Itaipu hydro plant

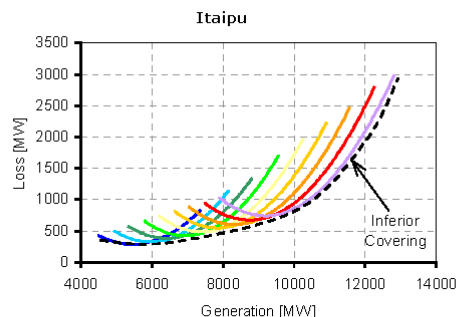


Figure 3 – Inferior covering loss function for Itaipu hydro plant

IV. TEST RESULTS

The approach here proposed has been applied to a Brazilian hydroelectric system composed of 9 hydro plants, 47 hydro generation units, and an installed capacity of 14,900 MW. The system was selected due to data availability, specially the hill curves. Table 1 summarizes the characteristics of the hydro plants considered.

The first eight plants are in cascade in the Paranapanema river and belong to Duke-Energy International, whereas the last one

is Itaipu, the largest plant in operation in the world that belongs to Brazil and Paraguay governments. In order to evaluate the efficiency of the proposed approach, the verified operation of the system on a typical day (05/12/2002) was considered as a reference solution.

TABLE 1
Characteristics of the Hydroelectric Plants.

Hydroelectric Plant	Number of Generating Units	Power Installed Capacity (MW)
Jurumirim	2	88
Chavantes	4	416
Salto Grande	4	740
Canoas II	3	72
Canoas I	3	84
Capivara	4	640
Taquarucu	5	555
Rosana	4	372
Itaipu	18	12.600

The total generation verified for each hydro plant during that day was considered as its generation target, presented at Table 2, and the total generation of the system at each hour was considered as the load demand, presented at Table 3.

TABLE 2
Energetic Targets.

	Energetic Targets (Average MW)
Jurumirim	1245,4
Chavantes	4631,7
Salto Grande	1135,0
Canoas II	1200,0
Canoas I	1560,0
Capivara	7945,9
Taquarucu	4576,3
Rosana	4910,5
Itaipu	230230,9

TABLE 3
Load Demand

t	Load (MW)	t	Load (MW)	t	Load (MW)
1	9788,5	9	11704,9	17	12091,6
2	9161,5	10	12355,0	18	11638,4
3	8676,8	11	12412,5	19	10164,4
4	8369,1	12	12380,5	20	9821,5
5	8284,3	13	11728,4	21	11317,7
6	9224,2	14	12362,2	22	10691,5
7	9696,5	15	12562,0	23	10449,0
8	10304,1	16	12311,2	24	9938,8

For this example, convergence was achieved in three iterations. Table 4 shows the number of hydro units in operation for Salto Grande and Rosana hydro plants. The first column shows the hydro unit commitment for the solution of the initial GD sub problem (k=1) and the last column shows the final unit commitment (k=3).

TABLE 4

Salto Grande and Rosana unit commitment.

i	Salto Grande		Rosana	
	k=1	k=3	k=1	k=3
1	3	4	3	4
2	2	2	1	2
3	1	1	1	1
4	1	1	1	1
5	1	1	1	1
6	2	2	2	3
7	4	3	3	3
8	4	4	4	4
9	4	4	4	4
10	4	4	4	4
11	4	4	4	4
12	4	4	4	4
13	4	4	4	4
14	4	4	4	4
15	3	4	4	4
16	1	4	4	4
17	1	4	4	4
18	2	4	4	4
19	1	4	4	4
20	1	4	3	4
21	1	4	4	4
22	1	4	4	4
23	1	4	4	4
24	1	3	3	3

Table 5 presents the evolution of total loss in MWh for each iteration.

TABLE 5
Test results

Iteration	Total Loss (MWh)
1	21,287
2	19,970
3	19,539

Figures 4 and 5 show the generation outputs for Salto Grande and Rosana hydro plants for the initial and final GD solutions.

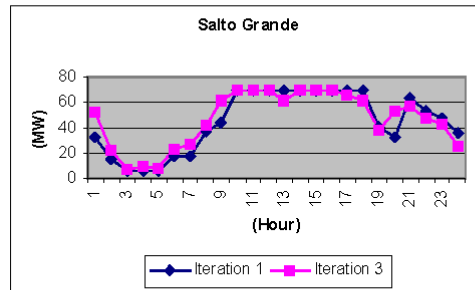


Figure 4: Generation outputs for Salto Grande hydro plant.

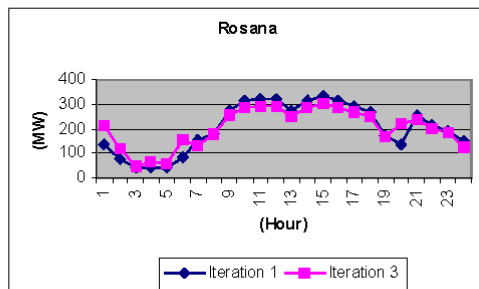


Figure 5: Generation outputs for Rosana hydro plant.

Figure 6 shows the power generation loss for the Paranapanema cascade, Itaipu and the total system. As can be seen, the loss for Itaipu is dominant as it was expected since its installed capacity is around 85% of the total system capacity.

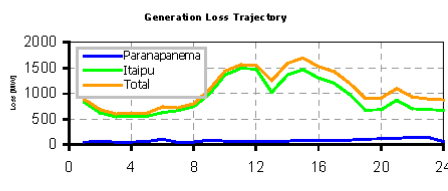


Figure 6: Power generation loss

Table 6 shows the power generation loss associated with the verified and optimized solutions. As can be seen the proposed approach has saved 4.580 MWh, which represents a loss reduction of 2,5% compared with the total energy produced.

TABLE 6
Test results

Solution	Loss (MWh)
Verified	24.119
Optimized	19.539

Considering the price of energy at 20 US\$/MWh, the savings achieved by the proposed approach can reach more than 33 million dollars per year.

V. CONCLUSION

This paper presents a procedure to optimize the dynamic dispatch of hydro generating units. It proposes a performance criterion that takes into account variations in tailrace elevation, penstock head loss and turbine-generator efficiencies. The optimization procedure consists of a heuristic decomposition based on Lagrangian Relaxation. The approach has been tested in a part of the Brazilian power system composed of 9 hydro plants and the results were compared

with the verified solution on a typical day. The results show significant savings of around 2.5%, which corresponds to more than 33 million dollars per year.

The study presented here did not take into account the cost of start up and shut down of generating units. Although this aspect is more important in thermal units, it is also significant for hydro plants and its inclusion in the approach is the subject of further work.

VI. ACKNOWLEDGEMENTS

This work was supported in part by the Foundation for the Support of Research in the State of São Paulo, FAPESP, the Brazilian National Research Council, CNPq, and Itaipu Binacional.

VII. REFERENCES

- [1] O. Nilsson; D. Sjelvgren; "Variable Splitting to Modelling of Start-Up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling"; 1996 IEEE/PES Summer Meeting, Denver, USA, 96 SM 498-6.
- [2] O. Nilsson; L. Soder, D. Sjelvgren; "Interger Modeling of Spinning Reserve in Short Term Scheduling of Hydro Systems"; IEEE Transaction on Power Systems, V. 13, n. 3, pp. 959 – 964, August, 1998.
- [3] X. Guan; A. Svoboda; C. Li; "Scheduling Hydro Power Systems with Restricted Operating Zones and Discharge Ramping Constraints"; IEEE Transaction on Power Systems, V. 14, n. 1, pp. 126 – 131, february, 1997.
- [4] L.M. Rux; "An Incremental Economic Dispatch Method for Cascade Hydroelectric Powerplants"; 1992 IEEE/PES Summer Meeting, 96 SM 414-0.
- [5] R. A. Ponrajah; F. D. Galiana; "Systems to Optimise Conversion Efficiencies at Ontario Hydro's Hydroelectric Plants"; IEEE Transaction on Power Systems; Vol. 13, No. 3, pp.1044-1050, August, 1998.
- [6] O. Nilsson; D. Sjelvgren; "Hydro Unit Start-Up Costs and Their Impact on the Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers "; IEEE Transaction on Power Systems, V. 12, n. 1, pp. 38 – 44, 1997
- [7] T. Bjorkvoll; B. H. Bakken; "Calculating the Start-Up Costs of Hydropower Generators"; 14th PSCC, June 2002, Sevilla, Spain.
- [8] A. Arce, T. Ohishi, S. Soares; "Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant"; IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, pp. 154-157, February 2002.
- [9] S. Soares, C. Salmazo; "Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems"; IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, n° 3, pp. 1220-1228, August 1997.
- [10] D. G. Luenberger; "Introduction to Linear and Non-Linear Programming"; Second Edition, Addison-Wesley, Reading, Mass., 1984.

Em branco