

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL ARQUITETURA E
URBANISMO**

Felipe Cioffetti Marques

**“MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR PARA PROGRAMAÇÃO
DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS HIDROELÉTRICOS”**

Dissertação de Mestrado apresentada à Comissão de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Civil Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos Hídricos.

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Campinas
2006

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

M348m Marques, Felipe Cioffetti
Modelo de otimização não linear para programação da manutenção em sistemas hidroelétricos / Felipe Cioffetti Marques.--Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Alberto Luiz Francato.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Otimização. 2. Recursos hídricos. 3. Geração de energia. I. Francato, Alberto Luiz. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Título em Inglês: Optimization model by non linear programming in hydroelectric systems.

Palavras-chave em Inglês: Optimization, Water resources, Power generation and maintenance.

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais.

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora: Paulo Sergio Franco Barbosa e Mario Thadeu Leme Barros.

Data da defesa: 30/08/2006

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL ARQUITETURA E
URBANISMO**

Felipe Cioffetti Marques

**“MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR PARA PROGRAMAÇÃO
DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS HIDROELÉTRICOS”**

Dissertação de Mestrado apresentada à Comissão de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Civil Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos Hídricos.

COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Alberto Luiz Francato
FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Sergio Franco Barbosa
FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Mario Thadeu Leme Barros
EPUSP

Campinas, 30 de agosto de 2006

A Isabel,
Um amor verdadeiro.

AGRADECIMENTOS

Venho em primeiro lugar agradecer a Deus que colocou todas as seguintes pessoas em meu caminho.

Ao Prof. Dr. Alberto Luiz Francato, meu orientador e um grande amigo, que sempre me apoiou em tudo.

Ao Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa, um amigo que conquistei ao longo do curso e que com sua sabedoria, ajudou o desenvolvimento deste trabalho.

Aos funcionários da UNICAMP, que sempre muito prestativos me ajudaram.

Aos meus pais Reinaldo e Maria Helena, que me ajudaram a prosseguir com os meus estudos.

A minha esposa que sempre me apoiou, tendo muita paciência e compreensão.

RESUMO

Marques, Felipe Cioffetti. **Modelo de otimização não linear para programação da manutenção em sistemas hidroelétricos**. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Civil, UNICAMP, 2006.

Este trabalho visa apresentar uma metodologia de otimização que implementa um algoritmo de programação não linear para o planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, identificando períodos ótimos para a parada de máquinas para procedimentos de manutenção. Este estudo foi realizado com cenários históricos de aflúncias e traz subsídios que indicam políticas de planejamento para manutenção, minimizando efeitos de redução na potência média gerada pelos sistemas hidroelétricos. Tal modelo foi desenvolvido usando os recursos do pacote de otimização GAMS (General Algebraic Modeling System), o qual demonstrou ser uma ferramenta robusta de otimização e de fácil implementação computacional. A pesquisa realizada tem grande viabilidade de implementação, pois foi realizada com bases de dados reais, obtidos junto ao ONS e a empresa concessionária responsável pelas usinas estudadas no trabalho. Dentre os resultados obtidos destaca-se a determinação de períodos preferenciais para manutenção para cada usina. O trabalho é inovador e apresenta grande relevância para o setor elétrico. A metodologia proposta trouxe como contribuição científica a potencialidade do tratamento de um problema conhecido da área de geração hidroelétrica com uma ferramenta matemática consistente.

ABSTRACT

This paper aims to present a methodology for an optimization that implements a non-linear programming algorithm for planning the operation of hydroelectric systems, identifying optimum periods of machine stoppage for maintenance procedures. This study was conducted with flow historical scenarios providing subsidies and that appoint planning policies for maintenance, minimizing reduction effects in the average power generated by hydroelectric systems. Such model was developed by using the resources from the GAMS optimization package (General Algebraic Modeling System), which proved to be a robust tool for optimization and of easy computing implementation. This survey is highly feasibility since it was performed based on actual data, obtained with the ONS and the operating company responsible for the plants studied. Among the results are referred to the determination of preferential periods for maintenance in each plant. Outstands the work is innovative and of great importance for the electric industry. The proposed methodology scientifically contributed for the treatment capability in a known problem in hydroelectric generation with a consistent mathematical tool.

SUMÁRIO

Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Lista de Variáveis	xiii
1. Introdução.....	1
1.1. Objetivo	3
2. Revisão de Literatura.....	4
2.1. Aspectos Gerais Sobre o Planejamento Operacional de Reservatórios	4
2.2. Planejamento do Sistema Hidroelétrico Brasileiro	7
2.3. Dificuldades na otimização operacional de reservatórios	10
2.4. A atual prática do setor elétrico brasileiro	17
2.4.1. O modelo DECOMP	17
2.4.2. O modelo NEWAVE.....	18
2.5. Planejamento da Manutenção em Centrais Hidroelétricas	19
2.6. Ferramentas Matemáticas para Otimização de Sistemas	23
2.6.1. Modelos de Simulação de Sistemas.....	24
2.6.2. Modelos de otimização de sistemas.....	25
2.6.2.1. Programação Linear	28
2.6.2.2. Programação Dinâmica	29
2.6.2.3. Otimização de Fluxo em Redes.....	30
2.6.2.4. Modelos mistos.....	31

2.6.2.5. Programação Não-Linear	32
2.7. Caracterização do Sistema de Geração Hidroelétrico	33
2.7.1. Órgãos de um Aproveitamento Hidroelétrico	34
2.7.2. Potência das Usinas Hidroelétricas	35
2.7.3. Cálculo da Potência das usinas Hidroelétricas Segundo Prática do Setor Elétrico Brasileiro	38
3. Material e Métodos	40
3.1. Equacionamento do modelo de otimização	43
3.1.1. Função Objetivo.....	44
3.1.2. Conjunto de Restrições	44
3.1.2.1. Capacidade de geração no aproveitamento	44
3.1.2.2. Limites operacionais de armazenamento hídrico	46
3.1.2.3. Limite máximo de vazão nas turbinas.....	47
3.1.2.4. Geração mínima	48
3.1.2.5. Máxima variação de volume útil.....	48
3.2. Organização dos Dados Físicos	50
4. Resultados.....	55
5. Conclusão.....	65
6. Referências Bibliográficas	68
Apêndice	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Representação esquemática de um aproveitamento hidroelétrico.....	35
Figura 3.1	Mapa das usinas do sistema AES – Tietê.....	51
Figura 3.2	Topologia simplificada do sistema AES – Tietê	52
Figura 3.3	Comparação entre as séries históricas do Rio Tietê e Rio Pardo.....	54
Figura 4.1	Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos do rio Pardo.....	56
Figura 4.2	Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios do rio Pardo.....	57
Figura 4.3	Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos do rio Pardo.....	57
Figura 4.4	Meses não preferenciais para a manutenção das usinas do rio Pardo.....	58
Figura 4.5	Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos do rio Tietê	59
Figura 4.6	Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios do rio Tietê	59
Figura 4.7	Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos do rio Tietê	60
Figura 4.8	Meses não preferenciais para a manutenção das usinas do rio Tietê	60
Figura 1.A	Variação percentual do volume das usinas com capacidade de regularização de vazão do rio Tietê na série MLT	76

Figura 2.A	Varição percentual do volume das usinas com capacidade de regularização de vazão do rio Pardo na série MLT	76
Figura 3.A	Vazões incrementais da bacia do rio Tietê na série MLT	77
Figura 4.A	Vazões incrementais da bacia do rio Pardo na série MLT	77
Figura 5.A	Vazões turbinadas nas usinas da bacia do rio Tietê na série MLT	78
Figura 6.A	Vazões turbinadas nas usinas da bacia do rio Pardo na série MLT	78
Figura 7.A	Vazões vertidas nas usinas da bacia do rio Tietê na série MLT ..	79
Figura 8.A	Vazões vertidas nas usinas da bacia do rio Pardo na série MLT .	79
Figura 9.A	Energia gerada.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Dados físicos sistema AES – Tietê	53
Tabela 4.1	Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos secos	61
Tabela 4.2	Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos médios	62
Tabela 4.3	Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos úmidos	62
Tabela 4.4	Pesos para períodos preferenciais para manutenção	63
Tabela 4.5	Manutenções preferenciais com períodos concomitantes.....	63
Tabela 4.6	Manutenções preferenciais com períodos diferenciados	64

LISTA DE VARIÁVEIS

- i : Índice que denota uma particular usina hidroelétrica;
- \overline{P}_i : Potência produzida numa usina hidroelétrica i , num dado instante;
- fc : Fator de correção de unidades;
- p_{ea} : Peso específico da água;
- R'_i : Vazão turbinada na usina i no período;
- H''_i : Altura de queda líquida;
- η_i : Rendimento do grupo turbina- gerador na usina i ;
- H'_i : Altura de queda bruta;
- ΔH_i : Perda de carga no conduto forçado;
- H_i : Nível d'água no reservatório i , em função do volume armazenado;
- HT_i : Nível d'água no canal de fuga da usina i , como função da vazão defluente (m);
- S'_i : Volume d'água vertido do reservatório i , num certo mês;
- S''_i : Volume d'água defluente do reservatório i , num certo mês;
- S_i : Volume armazenado no reservatório i , num certo mês;
- ε_i : Produtibilidade específica da usina i do sistema (MW/m³/s/m);
- $E_{i,t,s}$: Produtibilidade para uma dada usina i , num mês t (MW/m³/s), do cenário s ;
- $Pw_{i,t,s}$: Disponibilidade de potência máxima da usina i , no mês t , do cenário s (MW);
- $R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , no cenário s (m³/s);
- Eas_t : Energia Assegurada do sistema no mês t ;
- Eg_t : Energia Gerada do sistema no mês t ;

- $SW_{n,i,t,s}$: Variável binária do funcionamento da turbina n da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $Pn_{n,i}$: Potência nominal da turbina n da usina i ;
- $H_{i,t,s}$: Nível de montante na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $HT_{i,t,s}$: Nível de jusante na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $\Delta H_{i,t,s}$: Perda de carga no conduto na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $S_{i,t+1,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i , no final do mês t , para o cenário hidrológico s (hm^3);
- $S_{i,t,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i , no início do mês t , para o cenário hidrológico s (hm^3);
- $I_{i,t,s}$: Volume de água afluente ao reservatório da usina i , no mês t , resultante da contribuição da bacia intermediária entre o reservatório imediatamente a montante para o cenário hidrológico s (hm^3);
- $R''_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- T_t : Número de horas do mês t ;
- S_i^{\min} : Volume mínimo operacional do reservatório da usina i (hm^3);
- S_i^{\max} : Volume máximo operacional do reservatório da usina i (hm^3);
- R_i^{\max} : Limite máximo de vazão turbinada na usina i (m^3/s);
- $H_{i,t}^{\text{var}}$: Máximo deplecionamento mensal aceitável no reservatório da usina i , no mês t ;

1. Introdução

Após um século de utilização da eletricidade e uma grande capacidade instalada, o setor elétrico brasileiro deve ter a responsabilidade de agir dentro de padrões técnicos elevados, compatíveis com a tecnologia de nossos dias. O potencial hidroelétrico viável sob a ótica social, econômica e ambiental das regiões Sul e Sudeste está praticamente todo explorado, transformando alguns rios numa seqüência de reservatórios. Em alguns casos a cota do nível d'água de um reservatório chega a ter influência na cota do canal de fuga do reservatório imediatamente a montante, indicando o aproveitamento pleno da cascata.

Uma política ótima de operação desses sistemas pode, além de resultar uma economia substancial, também garantir a demanda energética com mais folga.

A operação do sistema elétrico brasileiro deve ter como objetivo atender aos requisitos de fornecimento de energia elétrica, procurando utilizar de forma racional os recursos hídricos disponíveis dentro de um padrão de qualidade aceitável, ou seja, utilizar o mínimo possível os recursos termoelétricos, sem correr o risco de comprometer a confiabilidade do sistema. Num contexto mais abrangente, tal problema pode ser designado como estocástico, não-linear, dinâmico e multiobjetivo. Sobretudo, caracteriza-se como um problema de elevada complexidade, notadamente no caso brasileiro em que se verifica a presença de um grande número de aproveitamentos numa mesma bacia hidrográfica (forte interconexão hidráulica).

A operação de sistemas hidrelétricos é um tema que tem despertado grandes desafios à pesquisa nacional e internacional. No caso brasileiro, registram-se enormes avanços na modelagem matemática desse problema, sendo grande parte deles utilizados rotineiramente no âmbito das práticas operativas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Mesmo considerando o grande sucesso dessas metodologias, as empresas geradoras também têm a necessidade de:

a) desenvolver algoritmos de domínio da própria empresa, visando facilitar a interlocução com a equipe técnica do ONS nas questões sobre a operação de seus próprios sistemas;

b) conhecer melhor as restrições e potencialidades dos próprios sistemas, com vistas a buscar melhorias operativas adicionais aquelas proporcionadas pela operação planejada, não deixando de garantir o atendimento às regras definidas pelo ONS;

c) detalhar as regras operacionais, incorporando as questões de uso múltiplo da água;

d) reavaliar a capacidade de produção das usinas sob múltiplas situações hidrológicas, para que, eventualmente sejam propostos novos valores de energia assegurada a cada usina;

e) estudar regras que viabilizem outros procedimentos correlacionados à geração, como por exemplo, o estabelecimento de períodos para a manutenção de máquinas;

Com base no histórico de experiências de desenvolvimento e aplicação de algoritmos já existentes no âmbito do grupo de pesquisa da FEC ao qual o trabalho se vincula (www.fec.unicamp.br/~sishidro), evidencia-se a importância do trabalho em desenvolvimento, direcionando esforços que permitam integrar a entrada de dados para alimentar modelos de otimização com inovações permitidas pelos recursos computacionais de desenvolvimento recente.

1.1. Objetivo

Desenvolver uma metodologia de programação matemática para fazer a otimização do agendamento da parada de máquinas para manutenção em um sistema hidroelétrico, com suporte em dados hidrológicos, considerando combinações particulares de hidrologia, e não apenas em intervalos de tempo limite para manutenções preventivas.

2. Revisão de Literatura

2.1. Aspectos Gerais Sobre o Planejamento Operacional de Reservatórios

De acordo com a “Comissão Mundial de Barragens - WDC (2000)”, muitos grandes projetos de reservatórios não estão conseguindo produzir o nível de benefícios suficientes para justificar economicamente a sua implantação.

Razões principalmente de natureza ambientais estão fazendo diminuir a construção de novos projetos de reservatórios de água de grandes dimensões, sendo então necessária a mudança do foco para a melhoria da eficácia e eficiência operacional dos sistemas de reservatórios existentes, de forma a maximizar os benefícios destes projetos, atendendo a mais de um objetivo.

Higgins e Brock (1999) relatam que muitos dos impactos adversos dos grandes reservatórios nos ecossistemas aquáticos podem ser minimizados através de aperfeiçoamentos operacionais adicionais, conforme demonstrado pela Autoridade do Vale do Tennessee “Tennessee Valley Authority - TVA”. A construção de comportas de fundo ou estruturas de retirada seletiva pode possibilitar a passagem dos sedimentos para jusante e melhorar as condições da qualidade da água.

Infelizmente, muitas das políticas operacionais existentes não conseguem considerar de maneira inteiramente integrada um sistema de reservatórios multiobjetivo, enfatizando preferencialmente operações para objetivos individuais.

A necessidade de uma estratégia operacional integrada leva aos gerentes e operadores dos sistemas a uma tarefa difícil.

Com a possibilidade de análise mais integrada, o número potencial de políticas operacionais aumenta potencialmente e de forma multiplicativa. A análise integrada produz uma complicação adicional que ocorre devido aos objetivos conflitantes e às incertezas associadas com o futuro hidrológico.

A coordenação ótima das muitas facetas dos sistemas de reservatórios requer a assistência de ferramentas computacionais para que a modelagem possa prover informações para as decisões operacionais racionais.

Modelos computacionais de simulação têm sido aplicados nas últimas décadas no gerenciamento e operação de sistemas de reservatórios em muitas bacias fluviais. Muitos destes modelos foram desenvolvidos sob medida para um particular sistema de reservatórios.

Stein et al. (2001) observa que planilhas e modelos genéricos de simulação como “STELLA (High Performance Systems, Inc.)” também eram bastante populares.

Caballero et al. (2001), desenvolveu um sistema de modelos de simulação dinâmica denominada “VENSIM (Ventana Systems, INC.)”.

Varvel e Lansey (2002) desenvolveram outro sistema de modelos de simulação dinâmica denominada “POWERSIM (Powersim, Inc.)”.

Klipsch et al. (2002) apontou a existência de vários modelos de domínio público com objetivos genéricos, como o “HEC 5 (Hidrologic Engineering Center 1989)”, que estava sendo modificado para incluir uma interface gráfica baseada no sistema computacional “Windows”.

Estes modelos descritivos ou de simulação ajudam a responder somente às questões do tipo, O que acontece se...?, considerando o desempenho de estratégias operacionais alternativas.

Eles podem representar com precisão as operações nos sistemas de reservatórios e são usados para análise de Monte Carlo no exame das estratégias operacionais de longo termo propostas.

Porém eles são inadequados para prescrever a melhor ou ótima estratégia quando existe flexibilidade na coordenação da operação de um sistema de reservatórios.

Os modelos de prescrição de estratégias ótimas oferecem uma expandida capacidade para selecionar sistematicamente às soluções ótimas, ou as famílias de soluções ótimas, respeitando os objetivos e restrições.

Primeiramente a abordagem está na otimização do sistema de reservatórios ao invés da otimização de um simples reservatório. Isto significa subentender que a otimização de um reservatório único não seja importante, mas mais exatamente que são grandes as possibilidades de haver importantes recompensas obtidas com a otimização integrada do sistema de reservatórios, considerando sua interconexão.

Os métodos de otimização utilizados atualmente são aqueles desenvolvidos com capacidade de tratar o grande número de características dinâmicas, não-lineares, estocásticas e de alta dimensionabilidade dos sistemas de reservatórios, assim como a otimização multiobjetivo.

A aplicação de métodos de programação heurística usando algoritmos genéticos e evolucionais também devem ser lembrados, juntamente com as aplicações de redes neurais e sistemas baseados em regras nebulosas (“fuzzy”) para deduzir as regras operacionais do sistema de reservatórios.

2.2. Planejamento do Sistema Hidroelétrico Brasileiro

A preocupação com o planejamento da operação dos grandes sub-sistemas hidroelétricos brasileiros existe há cerca de três décadas. Esse problema vem despertando interesse e tem sido motivo para pesquisa teórica e aplicada tanto nas empresas geradoras quanto nos centros de pesquisa universitários. Antigamente a modelagem da operação de reservatórios era pouco importante, pois os reservatórios eram construídos para no máximo uma ou duas finalidades e suas capacidades supriam apenas a demanda local. A situação atual é bastante diferente, uma vez que os sistemas têm abrangência regional, atendem a muitos propósitos e objetivos, e são requeridos a operar com maior confiabilidade.

No Brasil, registram-se iniciativas recentes em número e importância significativas em resposta às necessidades de planejamento e gestão de recursos hídricos, destacando-se a instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos e o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos a ela associado, ambos em 1997, e também, a criação da Agência Nacional de Águas, em pleno funcionamento desde 2000. Particularmente, um dos marcos no Estado de São Paulo com relação à formação da política e do sistema estadual de gerenciamento de recursos hídricos, foi a sanção, em 31 de dezembro de 1991, da Lei 7.663 que regulamenta a Constituição Paulista, instituindo a Política Estadual de Recursos Hídricos e o Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Destaca-se também a primeira divisão hidrográfica do Estado, composta por 21 (vinte e uma) Unidades de Gerenciamento de Recursos Hídricos (UGRHI) proposta pelo primeiro Plano Estadual de Recursos

Hídricos, depois alterada pelo Conselho Estadual de Recursos Hídricos para 22 (vinte e duas) unidades (COMITÊ DAS BACIAS HIDROGRÁFICAS DOS RIOS PIRACICABA, CAPIVARI E JUNDIAÍ, 1996).

Neste contexto, além da instituição de dispositivos legais para regulamentar o planejamento e gerenciamento de recursos hídricos, torna-se necessária à implementação de ferramentas capazes de auxiliar e facilitar as autoridades gestoras das bacias hidrográficas nas tomadas de decisões, principalmente no âmbito das bacias hidrográficas densamente industrializadas.

A relevância e atualidade do tema ficaram demonstradas com o racionamento de energia elétrica iniciado no primeiro semestre do ano de 2001, ocorrido devido aos baixos volumes úteis dos reservatórios para a geração de energia hidroelétrica em consequência das baixas taxas de precipitação, revelando a fragilidade dos órgãos governamentais e da sociedade para lidar com eventos críticos de seca, incluindo o atraso na tomada de decisões que, entre outras consequências, evidenciaram a vulnerabilidade hídrica de várias regiões do país, principalmente da região Sudeste e Nordeste. Além do racionamento energético, explicitaram-se também os conflitos sobre o uso da água, dentre os quais são possíveis citar:

- a) As necessidades da navegação fluvial na hidrovia Tietê-Paraná que ficaram ameaçadas pela possibilidade de deplecionamento do reservatório de Ilha Solteira para fins de geração hidroelétrica adicional;
- b) A política de manutenção das vazões mínimas para fins de preservação da fauna e flora aquática a jusante de Sobradinho, no rio São Francisco, a qual se tornava conflitante com a necessidade de reservação para fins de geração hidroelétrica;

- c) A manutenção de vazão defluente do sistema Light no rio Paraíba do Sul, com sacrifício de reservação, para garantir a possibilidade de abastecimento de água à cidade do Rio de Janeiro;
- d) A ameaça da impossibilidade de utilização da capacidade efetiva do volume útil do reservatório de Furnas, necessária à maior produção hidroelétrica, devido à manifestação organizada de representantes locais apontando os efeitos danosos à recreação, lazer e turismo no entorno do reservatório.

Braga e Barbosa (2001) apontam algumas peculiaridades que diferenciam o sistema brasileiro de outros sistemas predominantemente hidrelétricos. Um aspecto decorre das características dos rios brasileiros, com nítida sazonalidade e elevada aleatoriedade das vazões, ao contrário, por exemplo, dos sistemas europeu (Noruega) e norte-americano (EUA e Canadá) onde o regime hidrológico é regido em grande parte por deflúvios do degelo, outro aspecto diz respeito ao forte acoplamento hidráulico entre aproveitamentos de cada subsistema, o que acarreta maiores dificuldades para a coordenação.

No contexto delineado, registram-se grandes esforços de pesquisa e de aprimoramento institucional desenvolvidos no setor elétrico brasileiro. Em particular, destaca-se a pertinência da desagregação temporal das decisões em três grandes etapas, definindo os problemas de planejamento de longo prazo, de médio prazo e de curto prazo. No horizonte de longo prazo (Plano Anual de Operação) adota-se a representação por sistema equivalente e a Programação Dinâmica Estocástica, quando ,então, a estocasticidade das vazões fluviais pode ser objeto de modelagem, de forma razoavelmente satisfatória.

O planejamento de médio prazo (PMP) visa desagregar os totais de geração hidráulica definidos no Plano Anual de Operação entre as usinas dos subsistemas. Usualmente assume-se hipótese determinística quanto às vazões fluviais e adota-se o intervalo de discretização mensal nos estudos do PMP. É viável o emprego da

representação individualizada das usinas como visto em Francato e Barbosa (1997). A política de operação determinada deve respeitar o acoplamento hidráulico da cascata e aproveitar as possíveis diversidades hidrológicas entre as bacias. Interessa saber o quanto cada usina deve gerar de modo a conseguir o melhor rendimento do sistema, evitando-se vertimentos ou deplecionamentos desnecessários.

2.3. Dificuldades na otimização operacional de reservatórios

Yeh (1985), depois de várias décadas de intensa pesquisa na aplicação de modelos de otimização para sistemas de reservatórios, notou uma constante lacuna entre os desenvolvimentos teóricos e as implementações no mundo real. As possíveis razões para esta disparidade incluem:

- Muitos operadores de sistemas são cépticos a respeito de modelos que trocam os seus julgamentos e prescrevem estratégias de soluções, ficando mais confortáveis com o uso dos existentes modelos de simulação;
- As limitações dos computadores e dos programas de computação no passado requeriam simplificações e aproximações que os operadores tinham dificuldade em aceitar;
- Os modelos de otimização são geralmente matematicamente mais complexos que os modelos de simulação, e por este motivo mais difíceis de serem compreendidos;
- Muitos modelos de otimização não são úteis para incorporar riscos e incerteza;

- Os enormes intervalos e números de variáveis nos métodos de otimização criam confusão como quais selecionar para uma aplicação em particular;
- Alguns métodos de otimização como a programação dinâmica geralmente requerem o desenvolvimento de programas específicos;
- Muitos métodos de otimização podem apenas produzir soluções ótimas para um período de registros em vez de regras mais proveitosas para uma operação condicional.

Segundo o Manual do Engenheiro para Exigências de Engenharia Hidrológica para Reservatórios “Engineer Manual on Hydrologic Engineering Requirements for Reservoirs (U.S. Army Corps of Engineers 1997; pp.4-5)”, as soluções ótimas usando um período de registros são censuradas, estando explicitamente declarado que “... os alicerces para a operação do sistema não são claramente definidos. O pós processamento dos resultados requer uma interpretação dos resultados de forma a desenvolver um planejamento de operação que poderia ser usado numa simulação básica e operação aplicada.”.

Muitas destas dificuldades para a otimização do gerenciamento de sistemas de reservatórios estão sendo superadas através da ascendência do conceito de “Sistemas de Suporte a Decisão” e dos fantásticos avanços observados no poder dos equipamentos de computação portáteis e dos programas de computação.

Labadie et al. (1989) menciona que muitas organizações públicas e privadas incorporam vigorosamente os modelos de otimização no gerenciamento dos sistemas de reservatórios através do uso de sistema de suporte a decisão. A Incorporação da otimização nos sistemas de suporte de decisão reduziu a resistência ao seu uso devido à troca da ênfase na otimização como sendo uma ferramenta controlada pelos gerentes dos sistemas de reservatórios que carregam a responsabilidade do sucesso ou fracasso do sistema em alcançar os objetivos prescritos. Isto muda o foco para prover suporte

aos operadores e gerentes dos sistemas, ao invés de autorizar ou habilitar programadores e modeladores de maneira excessiva.

Larson et al. (1998) desenvolveu um modelo de otimização incorporado em um sistema de suporte a decisão baseado em uma rede de fluxo para bacias fluviais e denominado “MODSIM”, que está sendo usado atualmente pelo “U. S. Bureau of Reclamation” para o planejamento da operação na parte superior da Bacia do Rio “Snake”, em Idaho. A interface gráfica para o usuário baseada no sistema computacional “Windows” (Grafic User Interface - GUI) presente no “MODSIM” permite o usuário criar qualquer topologia de sistema de reservatório simplesmente acionando na tela do computador os vários ícones e colocando os componentes do sistema em qualquer configuração desejada. As estruturas de dados incorporadas em cada tipo de componente colocado na tela do computador são controladas por um sistema gerenciador de banco de dados, com arquivos de dados formatados interativamente e um modelo de otimização por rede de fluxo é automaticamente executado a partir da interface. Os resultados da otimização são apresentados em gráficos, ou em relatórios padronizados disponibilizados através da linguagem de programação presente no “MODSIM”. As restrições de maior complexidade para a otimização, que não são pertinentes ao modelo de redes de fluxo, são incorporadas através de um procedimento interativo que usa a linguagem de programação “PERL” também incluída no sistema.

Zagona et al. (1998) desenvolveu outro sistema de funcionalidade similar segundo o conceito de Sistema de Suporte a Decisão (“DSS” - Decision Support System) com uma função objetivo embutida no modelo de programação, denominado “RiverWare” tem sido aplicado com sucesso no sistema reservatório do TVA (Tennessee Valley Authority) para planejamento da operação.

Segundo Munevar e Chung (1999), apesar da falta de uma interface gráfica para o usuário baseada no “Windows”, o sistema “CALSIM”, foi desenvolvido pelo Departamento de Recursos Hídricos da Califórnia para permitir a especificação dos objetivos e das restrições no planejamento estratégico e operação de sistemas de

reservatórios sem a necessidade de fazer a reprogramação do modelo. Similar ao uso da linguagem de programação “PERL” no “MODSIM”, o “CALSIM” emprega uma linguagem de programação desenvolvida especificamente para esta finalidade baseada no idioma inglês, chamada “WRESL” (Water Resources Engineering Simulation Language) para permitir aos operadores dos sistemas de reservatórios e a especificação (na forma de “marcadores”) dos objetivos, normas, restrições, e prioridades associadas, de uma maneira que seja familiar a eles. Um arquivo no formato de texto simples, juntamente com as séries temporais e outras informações lidas na base de dados relacionais, é passado para um “solver” de programação linear inteira mista para a solução período a período.

O modelo “CALSIM II”, usado para a operação coordenada do “Federal Central Valley” e do “Califórnia State Water Projects”, troca os modelos “DWRSIM” e “PROSIM” que requeriam reprogramação quando novos objetivos e restrições eram especificados.

O “OASIS” (HidroLogies, Inc.) é um pacote similar ao “CALSIM” que usa uma “Linguagem de Controle de Operações” para o desenvolvimento dos modelos de programação linear para análise multiobjetivo em sistemas de recursos hídricos.

A explosão de informações prontamente disponíveis através da internet fez crescer a disponibilidade de métodos avançados de otimização permitiu livremente acessíveis programas e recursos de informações e dados para as implementações de sucesso. Muitos pacotes de poderosos programas de otimização estão disponíveis na Internet, como o da “Optimization Technology Center (NorthWestern University and Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois)” no endereço <<http://www.mcs.anl.gov/otc/otc.html>>. Adicionalmente muitos pacotes de programas de planilhas disponíveis em computadores portáteis incluem rotinas de resolução de programação linear e não linear em seus conjuntos de ferramentas padrão.

Labadie (1999) desenvolveu o pacote generalizado de programação dinâmica “CSUDP” que facilita o uso de modelos de programação dinâmica, evitando a

necessidade de desenvolver novo código de programação para cada aplicação. O programa “CSUDP” é livre e pode ser obtido no endereço <<ftp://modsim.engr.colorstate.edu/distrib/>>.

Barbosa (1990) propôs metodologia de suporte à decisão para a operação de um sistema de reservatórios com estrutura multiobjetivo. Os modelos apresentados tinham natureza otimizante e empregavam algoritmo de programação linear por partes através da técnica de fluxo de redes. Foram testados com sucesso para o sistema de reservatórios da bacia do Rio Paranapanema, na época, de propriedade da CESP.

Francato e Barbosa (1997) apresentaram um modelo de otimização para a operação de sistemas hidroelétricos, constituído por um algoritmo de programação linear, o qual era acionado na forma de iterações sucessivas, de tal forma a contornar as não linearidades presentes no problema. O modelo foi testado no sistema de reservatórios dos Rios Paranaíba, Paranapanema e Grande, todos na região sudeste brasileira.

Braga, Barbosa, e Barros (1998), apresentam um sistema computacional de apoio ao planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, denominado “SISCOM” (Sistema Computadorizado de Apoio ao Planejamento Operacional), com interface computacional amigável com usuário. Era usada uma combinação de programação linear e programação dinâmica, tendo como característica a tomada de decisão para o período “i+1” dependente do conhecimento da decisão do período “i”.

Nascimento (1999) apresentou estudo sobre as perspectivas da termoeletricidade no Brasil.

Francato, Soliani, e Barbosa (2000) desenvolveram um modelo de programação não linear para o tratamento da operação de reservatórios com a finalidade de geração hidroelétrica do subsistema da bacia do Rio Paranaíba onde a função objetivo empregada no modelo foi à minimização dos vertimentos.

Cicogna e Soares (2003) apresentaram um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, denominado Hydrolab, com interface gráfica amigável, que possibilitava o estudo da otimização utilizando metodologia baseada em algoritmos de fluxo de rede não linear com arcos capacitados.

O poder de processamento e a velocidade dos modernos computadores portáteis têm reduzido o grau de simplificações que eram requeridos no passado nos modelos de otimização de sistemas de reservatórios, e abriram a porta para uma modelagem de otimização de grande realismo. A importância do administrador de sistema sobre o modelo é também enfatizada com a incorporação de sistemas inteligentes baseados no conhecimento para dentro da modelagem de sistemas de reservatórios os quais reconhecem o valor da intuição e da experiência dos operadores dos sistemas integrado de reservatórios ainda continua sendo uma tarefa desencorajadora, particularmente com os esforços em incorporar realisticamente às incertezas hidrológicas.

De acordo com a “ASCE - American Society of Civil Engineering Task Committee Sustainability Criteria (1998)”, “Sistemas de Recursos Hídricos Sustentáveis são aqueles designados e gerenciados para contribuírem integralmente com os objetivos da sociedade, agora e no futuro, enquanto estiverem mantendo suas integridades ecológicas, de meio ambiente e hidrológicas.” As funções objetivo usadas nos modelos de otimização do sistema de reservatórios poderiam incorporar medidas como eficiência (i.e., maximização do bem-estar presente e futuro), sobrevivência (i.e., garantindo que o bem-estar futuro seja melhor que os mínimos níveis para a subsistência), e sustentabilidade (i.e., maximização acumulada das melhorias continuamente).

Palmer (2000) declara que a estratégia dos modelos com visão compartilhada é vantajosa para aumentar a comunicação entre empreendedores conseguindo consenso para os objetivos de planejamento e operação.

Loucks (2000) expressou que “as medições da sustentabilidade fornecem formas pelas quais nós podemos quantificar os níveis relativos de sustentabilidade... Uma maneira é expressar os níveis de sustentabilidade, como separadas combinações ponderadas de índices multicriteriais de confiabilidade, resiliência e vulnerabilidade que contribuam para o bem-estar humano e que variem através do tempo e espaço. Estes critérios podem ser econômicos, de meio-ambiente, ecológicos e sociais.” Afirmou ainda que a natureza dinâmica deste problema reflete a necessidade de representar uma incerteza futura para o gerenciamento dos recursos hídricos sustentáveis; i.e, “... um futuro que nós não podemos conhecer, mas que com certeza nós podemos influenciar”.

Becker e Yeh (1974) afirmam que estratégias hierárquicas podem ser usadas, por meio das quais estudos de longo termo mensais ou sazonais forneçam dados de entrada para uma operação mais detalhada de curto prazo em períodos de tempo diários ou horários.

Segundo Tauxe et al. (1980), esta função é altamente não convexa caracterizada por muitos pontos de máximo local, e pode ser descontínua e não diferencialvel se forem consideradas as turbinas da usina de força individualmente.

Outras funções objetivos relacionadas à vulnerabilidade criterial podem empenhar-se na minimização do desvio de uma meta ideal do nível de armazenamento, distribuição de água para abastecimento, vazões ou capacidade de geração. Se os benefícios e custos econômicos estimados são disponíveis para estes usos, então o objetivo pode ser a maximização do total de benefícios esperados na rede pela operação do sistema, mas considerando a sustentabilidade de longo prazo.

2.4. A atual prática do setor elétrico brasileiro

2.4.1.O modelo DECOMP

O modelo DECOMP tem como objetivo “determinar a estratégia de operação de curto prazo para os sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o valor esperado do custo de operação para o período planejado”. Esta estratégia determina a geração de cada usina hidráulica e térmica, os intercâmbios entre subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia (ONS, 2003b).

Este modelo contempla a estocasticidade das vazões através da construção de cenários de vazões mensais representados por uma “árvore” de afluências, onde é atribuída uma probabilidade a cada ramo. Um modelo estocástico, como, por exemplo, o GVAZP, pode gerar estes cenários de afluências. O usuário deve fornecer as vazões afluentes às usinas. A estrutura dos cenários de afluências do DECOMP considera conhecidas as vazões do primeiro mês e atribui a estocasticidade aos meses subsequentes.

O DECOMP emprega a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica e é processado para um horizonte de tempo menor. Ele define as parcelas de geração hídrica e térmica para cada usina do sistema e os intercâmbios entre os subsistemas. O DECOMP também define o chamado Custo Marginal de Operação (CMO), que equivalente ao custo operacional da usina térmica mais cara despachada ou o custo de oportunidade mais elevado da água. O CMO é calculado para cada subsistema energético e tem importância fundamental, pois é ele quem sugere o preço da energia (R\$/MWh) no chamado mercado spot. Este valor não é definido pelo ONS, mas sim pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O processo de operação do NEWAVE e do DECOMP é executado uma vez por mês, com a presença de todos os responsáveis pelo processo de planejamento, fundamentalmente as empresas de

geração e de comercialização de energia. Esta reunião é chamada de PMO – Programa Mensal da Operação. O ONS faz semanalmente uma revisão do processamento do DECOMP, devido a novas observações e previsões hidrológicas. Desse modo, o CMO é também revisto semanalmente. Uma previsão hidrológica favorável aponta para uma redução do valor do CMO (o intervalo de previsão hidrológica é semanal); ao contrário, qualquer previsão de seca tende a aumentar o valor do CMO.

2.4.2. O modelo NEWAVE

O NEWAVE é um software que faz parte da cadeia de modelos desenvolvida pelo Cepel para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Este modelo de planejamento de operação de médio prazo representa de uma forma agregada o conjunto de usinas hidroelétricas e se baseia em PDDE. O NEWAVE é composto por quatro módulos computacionais: o módulo de cálculo do sistema equivalente, o módulo de energias afluentes, o módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e o módulo de simulação da operação. Empregando a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica para definir mensalmente o quanto será gerado pelas usinas hidroelétricas e pelas usinas térmicas e os intercâmbios entre os subsistemas, atendendo à demanda de energia no país num horizonte de cinco anos. A função objetivo do modelo é minimizar o valor esperado do custo operacional do sistema, composto por duas parcelas, uma que reflete o custo presente do combustível das usinas térmicas e outra que reflete o custo futuro do não atendimento da demanda de energia, em função da decisão de gerar diferentes parcelas de hidro e termo energias num determinado estágio (chamada Função de Custo Futuro). A chamada “maldição da dimensionalidade” da Programação Dinâmica é contornada pelo NEWAVE por dois artifícios: primeiro, reduzir a dimensão do sistema interligado brasileiro a partir da chamada técnica dos reservatórios equivalentes e, segundo, evitar a discretização dos estados de cada elemento do sistema através da técnica de decomposição de Benders (Benders, 1962). O NEWAVE é, portanto, utilizado para planejar o sistema

hidrotérmico interligado brasileiro, transformando-o num sistema equivalente composto por quatro subsistemas de produção de energia e mais a malha principal de transmissão de energia entre estes subsistemas. Estes artifícios são fundamentais para a redução da dimensionalidade do problema, viabilizando o processamento do NEWAVE, uma vez que ele considera a estocasticidade do processo de modo implícito e, portanto, a Programação Dinâmica necessita ser processada por diversas vezes. Outro detalhe importante é que os reservatórios equivalentes do NEWAVE operam com energia e não explicitamente com reservatórios de água. Portanto, a hidrologia é considerada pela Energia Natural Afluente aos reservatórios, chamadas de ENA's. Os resultados do NEWAVE são: os despachos de geração térmica e hidro nos subsistemas equivalentes, as energias fornecidas e recebidas entre os subsistemas e a Função de Custo Futuro que é um dos dados de entrada de um segundo modelo, o chamado modelo DECOMP.

2.5. Planejamento da Manutenção em Centrais Hidroelétricas

A manutenção em usinas hidroelétricas sempre mereceu atenção especial por parte dos operadores dos sistemas tanto por motivos de qualidade na freqüência de atendimento à demanda energética, quanto para viabilizar uma política eficiente de despachos de geração. Verifica-se em Yamayee (1982) que o volume de recursos destinados à manutenção hidroelétrica em alguns países assume cifras da ordem de bilhões de dólares por ano e um agendamento otimizado da manutenção deve buscar além da minimização destes custos, também interferir o mínimo na capacidade de geração do sistema. Assim, desde a década de 70 vem se pesquisando formas para planejar um agendamento otimizado das paradas de máquinas, conforme os autores a seguir:

Dopazo e Merrill (1975) apresentam uma formulação para o problema da programação da manutenção de unidades de geração com um modelo de programação

linear inteira. No trabalho é dada uma atenção particular para a incorporação de novos critérios de custo-benefício decorridos da espera pela manutenção na unidade de geração.

Zurn e Quintana (1975) apresentam os métodos comumente usados para a programação da manutenção em sistemas de geração térmica que acabam levando a ótimos locais ou até mesmo a soluções infactíveis. Considerando no processamento todas as unidades no processo de agendamento da solução. A análise dos métodos é feita com múltiplos objetivos, testando-os em sistemas reais.

Stremel (1981) estuda teorias matemáticas de probabilidade para encontrar a efetiva capacidade dos sistemas e assim estimar uma função de agendamento de manutenção para o sistema. Sua contribuição está no estudo comparativo de alternativas de geração em situações de manutenção.

Yamayee (1982) lembra que a manutenção preventiva é necessária para todos os equipamentos envolvidos na geração, como medida para reduzir as chances de uma parada inesperada do sistema.

Yamayee et al. (1983) estudaram o problema do agendamento da manutenção preventiva, visando à garantia de confiabilidade no sistema e a não interferência no suprimento energético ao sistema, incorporando incertezas como a demanda variável. Yamayee et al. (1983) optaram por trabalhar com um processo de decisão seqüencial fundamentado em uma programação dinâmica, sendo que os problemas foram decompostos em escalas diferentes, como: longo-termo para centrais nucleares, médio-termo para centrais hidroelétricas e curto-termo para centrais termoelétricas.

Sheikhi e Billinton (1984) fazem um estudo do agendamento da manutenção de unidade de geração de energia elétrica através de métodos de probabilidade em sistemas simples. Muitas facilidades operacionais são derivadas da interconexão de sistemas vizinhos e assim os autores apresentam um método baseado na expansão de

Gram-Charlier para avaliar programações de manutenção em unidades de geração interconectadas. Sheikhi e Billinton (1984) também investigaram o efeito da parada de máquinas para manutenção fora da demanda de pico. Comprovam que a interconexão entre sistemas vizinhos aumenta a confiabilidade do sistema como um todo.

Yellen et al. (1992) faz um planejamento da manutenção preventiva em unidades de geração de energia elétrica para um horizonte de um ou dois anos, tendo como objetivos a busca da minimização dos custos e a confiabilidade do sistema. Yellen et al. (1992) resolve o problema em dois estágios, sendo que num primeiro estágio resolve-se o problema principal referente ao agendamento da manutenção da unidade e num segundo estágio busca-se a minimização do custo operacional para satisfazer a geração de energia com confiabilidade.

Chattopadhyay et al. (1995) apresenta estudos sobre o planejamento do agendamento da manutenção em centrais hidroelétricas interconectadas. Para tal estudo utiliza-se uma modelagem híbrida de Programação Inteira Mista, que analisa as decisões sobre fontes de combustível, de requisitos de geração e de programação de manutenções. O método é aplicado a dois sistemas interconectados da Índia. O modelo revelou que uma programação da manutenção do sistema interconectado pode reduzir os custos com manutenção sensivelmente.

Leou (2001) trata o problema da manutenção em centrais energéticas, trabalhando com várias restrições, envolvendo a duração do tempo de manutenção, para isto utilizou a técnica de lógica fuzzy dentro de um modelo de programação inteira, adaptado para minimizar a violação de uma solução ótima do sistema, a técnica foi utilizada em um sistema real, no caso o Sistema de Geração de Energia de Taiwan.

Percebe-se que existe também uma grande preocupação na área de gerenciamento da manutenção mas sem levar em conta o quesito hidrológico, como podemos observar em alguns trabalhos listados abaixo:

Morozowski e Florentin (1997) apresentaram uma metodologia de apoio à decisão de manutenção relacionando a produção de energia com o mercado do setor elétrico, o modelo é uma ferramenta de análise dos ofertantes de energia.

Nunes (2001) apresentou uma metodologia para gerenciamento da manutenção, que organizava e disponibilizava os dados de manutenção on-line.

Siqueira (2003) apresentou uma metodologia de otimização dos intervalos entre as atividades de manutenção recomendadas na MCC (Manutenção Centrada na Confiabilidade) que por sua vez trata-se de uma metodologia de identificação de necessidades de manutenção em processos físicos ou industriais.

Ribeiro, Vizzoni e Rolim (2003) apresentaram um trabalho de aplicação da metodologia MMC nas usinas hidráulicas de Furnas Centrais Elétricas S.A., onde se avaliou a aplicabilidade nos programas de manutenção de equipamentos.

Born e Scala (2005) apresentaram o sistema Chronus, que utilizando uma programação Delphi e banco de dados Oracle dava subsídios para a Copel a respeito do cronograma de manutenção, ou seja, um gerenciador de dados, mas sem uma rotina de otimização.

Lima, Raposo e Ferreira (2005) abordam a MCC para a melhoria de sua metodologia, introduzindo a análise de risco no diagrama de decisão, obtendo redução e maior controle dos riscos de existentes.

No Brasil muitos são os trabalhos para o planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, porém a questão do planejamento da parada de máquinas para manutenção ainda é feita segundo regras de tempos máximo de utilização, sem levar em consideração o quesito hidrologia.

2.6. Ferramentas Matemáticas para Otimização de Sistemas

Para o estudo da operação dos sistemas são utilizadas técnicas de pesquisa operacional e dentre elas pode-se destacar a programação linear, a programação não-linear, a programação dinâmica, a simulação e a otimização de fluxo em redes.

As metodologias empregadas para a prática do gerenciamento de sistemas de reservatórios e as modelagens associadas envolvem principalmente a tomada de decisões sobre a alocação de volumes de água, formulando regras de operação para várias finalidades como: abastecimento público de água e industrial, irrigação, controle de cheias, geração de energia elétrica e mesmo recreação; definindo assim a questão de usos múltiplos do sistema de reservatórios. Um grupo de regras que definem a operação de um reservatório é formado por um plano de regulamentação dos procedimentos da operação. A política de descargas apontada pelo plano de regulamentação produz critérios quantitativos dentro de uma certa flexibilidade para o operador do sistema.

Segundo Wurbs (1993), a operação de reservatórios na realidade é conduzida por regras operacionais que produzem orientações aos operadores, os quais tomam as decisões sobre as descargas no dia a dia.

Os modelos de simulação fazem uma representação de um sistema para prever os possíveis resultados de sua operação sob um dado conjunto de condições iniciais e de regras operativas. Em muitos casos os modelos de simulação são utilizados para analisar a eficiência do sistema. Já os modelos de otimização obtêm um cenário para um dado conjunto inicial de valores que atende de forma ótima a função objetivo; incluindo julgamentos humanos em sua formulação, uso de simulações e uso de outras ferramentas que dão suporte à tomada de decisões. Assim, os modelos de simulação são limitados a descrever o desempenho de um dado sistema e os modelos de otimização procuram automaticamente por uma solução ótima.

Wurbs (1993) menciona que embora a otimização e a simulação sejam duas classes de modelos com diferentes características, a independência entre ambas vem se tornando progressivamente obscura, pois todo modelo de otimização também simula parcialmente o sistema e alguns algoritmos de otimização estão encaixados dentro de modelos de simulação.

Os modelos para análise em recursos hídricos são classificados em três grupos segundo Wurbs (1993), que são eles: os modelos de simulação, os modelos de otimização e os modelos baseados em otimização de fluxo em redes.

2.6.1. Modelos de Simulação de Sistemas

A simulação pode ser definida como uma técnica em que se faz um trabalho com analogias, conservando características físicas ou lógicas dos sistemas, tentando tirar conclusões através do modelo formulado. No caso dos modelos de simulação para análise de sistemas em recursos hídricos a analogia é do tipo lógica; através de equações matemáticas que expressam as relações entre o mundo real e o modelo matemático. Wurbs (1993) menciona que os modelos de simulação são capazes de reproduzir a hidrologia, a performance econômica do sistema e em alguns casos incluir características tais como a qualidade da água.

As técnicas de simulação de sistemas também são eficientes para a avaliação de alternativas, estudos de possíveis configurações de sistemas, especialmente na fase de projeto, pois nestes casos é muito complicado obter uma expressão analítica que reflita o comportamento do sistema.

A partir do advento dos computadores, a simulação passou a ser ainda mais atraente, devido à facilidade e agilidade nos processamentos, permitindo a mudança rápida na configuração de sistemas e assim permitindo comparações. A simulação é

uma técnica de modelagem que é usada para reproduzir o comportamento do sistema no computador, representando suas características através de relações matemáticas. Esta técnica difere da otimização por não apresentar natureza otimizante, mas sim descritiva.

A procura por uma solução ótima não é o objetivo direto da simulação, pois ela é extraída a partir de um grupo de possíveis resultados e suas respectivas variáveis de decisão. Barbosa (1991) assinala que o interesse no uso da simulação é obter uma descrição geral do sistema e uma avaliação de seu comportamento a partir de diferentes condições. Simonovic (1992) menciona que um modelo de simulação não é capaz de gerar uma solução ótima para o problema da análise de sistemas de reservatórios, mas ao fazermos várias tentativas com o modelo e políticas de decisões alternativas, pode-se detectar uma solução ótima ou próxima desta.

O modelo de simulação deve ser avaliado e calibrado através de resultados particulares, conhecidos pelas respectivas variáveis de entrada. Neste procedimento são ajustados os parâmetros de processamento do sistema em análise. Devido ao comprimento substancial dos programas e ao grande número de dados de entrada e de saída, observa-se certa dificuldade para escrever, testar e executar os mesmos.

2.6.2. Modelos de otimização de sistemas

Assim como as técnicas de simulação, as técnicas de otimização vêm sendo incorporadas progressivamente ao setor de recursos hídricos, devido principalmente às facilidades computacionais disponíveis nos dias atuais e à possibilidade de modelagem mais realística dos problemas. As técnicas de otimização enquadram-se num ramo da matemática conhecido como “programação matemática”.

Os problemas de otimização apresentam uma estrutura clássica, onde se procura maximizar ou minimizar uma função objetivo, respeitando sempre um conjunto de uma ou mais equações conhecidas por restrições. A função objetivo e as equações de restrição são funções matemáticas das variáveis de decisão, das variáveis de estado e dos parâmetros de processamento. Simonovic (1992) menciona que a função objetivo representa um caminho para medir o desempenho do modelo especificado pelos valores das variáveis de decisão. O grupo de variáveis de decisão define como o sistema será operado, ou seja, define quanto de água será turbinado, quanto será vertido e as condições de armazenamento dos reservatórios e também quando isto ocorrerá.

Segundo Wurbs (1993) a função objetivo é o “coração” de um modelo de otimização e cita como exemplo funções objetivos do tipo:

- Maximizar rendimentos com geração hidroelétrica ou suprimento de água;
- Minimizar custos de bombeamento de água em um sistema de bombeamento;
- Maximizar benefícios de funções multi-objetivos;
- Maximizar o volume armazenado no reservatório no final do horizonte de otimização;
- Minimizar a flutuação mensal do volume armazenado no reservatório;
- Maximizar energia firme;
- Maximizar a energia potencial da água armazenada no sistema;
- Minimizar os vertimentos;

Ao resolver o problema matemático, o algoritmo de otimização tenta encontrar dentro das soluções factíveis, a solução ótima, ou seja, solução que atinja o ótimo respeitando critérios pré-estabelecidos.

As relações entre as variáveis presentes na função objetivo e nas equações de restrição podem definir a técnica de otimização mais indicada. Assim temos vários algoritmos tais como: a programação linear (PL) para equações que mantenham relações lineares entre suas variáveis; a programação não linear (PNL) para equações não lineares e a programação dinâmica (PD) para casos onde as decisões precisam ser seqüenciais, obedecendo a estágios. Em alguns casos o problema deve atender a mais de uma função objetivo e neste caso temos um problema de programação multi-objetivo. Segundo Wurbs (1993) os objetivos múltiplos podem ser combinados em uma única função, desde que suas unidades sejam equivalentes, como por exemplo, unidades monetárias. Porém tal situação é rara em planejamento de sistemas de recursos hídricos, exigindo muitas vezes o emprego da teoria de análise multi-objetivo. Cada uma destas técnicas pode ser aplicada em abordagens estocásticas ou determinísticas.

Entre os trabalhos realizados na área, há uma preferência pela programação linear que pode ser explicada devido a algumas vantagens, tais como: adequação para o tratamento de problemas de grandes dimensões, obtenção de ótimos globais, não necessidade de uma política inicial e grande número de sub-rotinas já disponíveis.

A programação dinâmica decompõe os grandes problemas em uma série de subproblemas menores que são resolvidos recursivamente, caracterizando assim um processo de decisão multi-estágio. Apesar das restrições reduzirem o esforço computacional na programação dinâmica, ela é afetada pela “praga da dimensionalidade” que é função das variáveis de estado. Sendo assim para se obter uma solução eficiente do ponto de vista computacional, os problemas devem ter poucas variáveis de estado.

Com tantas técnicas desenvolvidas no campo da otimização, o analista de sistemas de recursos hídricos tem maior agilidade e flexibilidade para a solução de problemas. Deve-se ter um cuidado especial na formulação do problema, bem como na aceitação de seus possíveis resultados. Para que os modelos sejam entendidos e analisados para eventuais e futuras modificações é necessário que ele tenha uma completa documentação de seus códigos computacionais.

2.6.2.1. Programação Linear

A programação linear (PL) tem sido considerada uma das técnicas mais usadas em análise de sistemas de recursos hídricos e um dos mais importantes avanços científicos da história recente. Ela é utilizada para resolver problemas em muitos outros campos como na indústria e na agricultura. Uma limitação da PL é que ela restringe-se a resolver problemas onde a função objetivo e as restrições tenham relações lineares entre suas variáveis.

Segundo Barbosa (1991) sob certas hipóteses e com procedimentos iterativos, pode-se empregar a programação linear na solução de problemas que incluam relações não lineares.

Segundo Barbosa (1991) um indicador do porte do problema de PL é dado pelo número de restrições que ele apresenta, pois o esforço computacional varia com o cubo do número de restrições e linearmente com o número de variáveis; sendo assim, na maioria dos casos usuais é vantajoso resolver os problemas em sua forma dual tentando diminuir a dimensão do problema.

São ressaltadas as vantagens da PL, principalmente após o desenvolvimento de rotinas de solução baseadas em métodos de pontos interiores (Terlaky, 1996),

podendo também mencionar as aplicações de Crawley e Dandy (1993) na técnica de linearização por partes em uma aplicação na Austrália.

Existe uma série de modelos de otimização que empregam a programação linear juntamente com a Programação Dinâmica para a solução de problemas de otimização.

2.6.2.2. Programação Dinâmica

A programação dinâmica é dirigida para o tratamento de problemas que possam ser decompostos em estágios múltiplos, no tempo ou no espaço. No caso de reservatórios é necessário decidir sobre a seqüência de armazenamentos a serem alocados no tempo, sendo usual a adoção do armazenamento em cada reservatório como variável de estado.

A idéia principal do algoritmo de programação dinâmica é dividir o problema total em uma série de subproblemas mais simples, ao invés de resolvê-lo de uma só vez. Todos os subproblemas apresentam um formato padrão e podem ser enquadrados em um método sistemático de solução. Para que tal formulação seja viável é necessário que um dos subproblemas tenha solução simples e que haja relação funcional entre eles.

As soluções ótimas num algoritmo de programação dinâmica são conseguidas recursivamente através de uma relação de recorrência, respeitando a factibilidade a cada estágio.

O número de restrições diminui o esforço computacional na programação dinâmica em contraste ao visto anteriormente na programação linear. Porém, a

programação dinâmica sofre da “praga da dimensionalidade” que limita o emprego dessa técnica a, no máximo, 5 ou 6 variáveis de estado.

A técnica da Programação Dinâmica apresenta uma série de vantagens já conhecidas, principalmente aquelas relativas às propriedades da separabilidade e da otimalidade, entretanto a sua aplicação se restringe em função da chamada maldição da dimensionalidade. Diversos métodos como a Programação Dinâmica por Aproximação Sucessiva, a Programação Dinâmica Incremental, a Programação Dinâmica Diferencial Discreta e a Programação Dinâmica Diferencial, procuram minimizar este problema. A Programação Dinâmica tem se restringido a problemas de menor dimensão, e poucas são as novidades técnicas neste tema, pois os trabalhos mais importantes foram publicados nos anos 70 e 80. Além disso, os modelos de Programação Dinâmica são na maioria das vezes customizados. Uma exceção é o modelo CSUDP de Labadie (1999), o que torna a aplicação da Programação Dinâmica menos trabalhosa.

2.6.2.3. Otimização de Fluxo em Redes

Mais recentemente a técnica de otimização de fluxo em redes vem sendo usada em pesquisas de operação e aplicações em engenharia de sistemas hidráulicos. Segundo Barbosa (1991) a otimização de fluxo em redes (Network Flow Optimization) é um caso particular em que se aplica a programação linear quando as restrições podem ser colocadas na forma de fluxo em redes, sendo um problema de fluxo a custo mínimo (PFCM). Wurbs (1993) menciona que muitos modelos de fluxo em redes também podem ser categorizados como sendo modelos de simulação e são aplicados de mesmo modo que a simulação.

A rede de fluxo é composta por arcos e nós, tendo a função objetivo que minimizar ou maximizar a somatória dos custos nos arcos. As principais restrições a

serem respeitadas é o balanço de fluxo nos nós e os limites máximos e mínimos nos arcos.

A notação de fluxos em rede é a que melhor se adapta ao problema de operação de diversos reservatórios no aspecto da facilidade de representação. As redes que mantêm o balanço de massa são chamadas de “puras”, existindo diversos métodos eficientes para resolver este tipo de rede linear, como por exemplo o tradicional método “out-of-kilter” (Ford e Fulkerson(1962)), segundo Ardekaaniaan e Moin (1965) o algoritmo RELAX de Bertsekas e Tseng (1994) é um dos métodos mais eficientes. Cabe destacar que “perdas” do tipo evaporação, vazão revertida, etc. podem ser resolvidas com as chamadas “Redes com Ganhos”, nas quais os coeficientes do balanço no nó têm valores diferentes de -1, +1 e 0, a inclusão de outras restrições que não podem ser consideradas pela rede “pura” deverão ser resolvidas pela “Otimização de Fluxos em Rede Generalizada”. Sun et al. (1995) mostraram que este tipo de rede é ainda bem mais rápida que as rotinas SIMPLEX disponíveis, existem aplicações que mostram a importância dessa metodologia (Fredericks et al. (1998), Labadie e Baldo (2001), Lund e Ferreira (1996)).

2.6.2.4. Modelos mistos

Existe um grande número de modelos que apresentam em sua formulação combinações de várias técnicas de otimização e simulação, geralmente trabalhando com programação linear nas partes em que os equacionamentos são lineares, programação dinâmica nas partes que envolvem decisões multi-estágios e simulações para a averiguação de alguns parâmetros.

Um modelo interessante é o Rezes citado por Simonovic (1992), o qual contém 11 rotinas de análise de reservatórios, passando pelas técnicas de otimização,

simulação e suas variações. O Rezes tem uma arquitetura que facilita ao usuário a escolha pela rotina adequada dentro de uma biblioteca.

2.6.2.5. Programação Não-Linear

A programação não-linear busca otimizar funções (maximizar ou minimizar) sujeitas ou não a um conjunto de restrições. Diferentemente da programação linear, a função objetivo não necessita ser linear, nem mesmo suas restrições necessitam serem lineares. Ao contrário também da programação linear, não existe um método de fácil aplicação para a resolução de um problema.

Os algoritmos de resolução de problemas de programação não-linear são classificados pelo seu número de variáveis de decisão, pelo uso ou não da derivada e pela presença ou não de restrições.

Os problemas não lineares vêm sendo modelados com sucesso em diversas áreas de pesquisa, como podemos observar em Braga e Barbosa (2001) que aplicam uma metodologia baseada na programação não linear para a contratação de energia elétrica em mercados competitivos.

Labadie (1999) destaca a importância da PNL em problemas operacionais de sistemas de reservatórios com hidroelétricas. As metodologias hoje utilizadas são a Programação Linear Sucessiva (ou Seqüencial) (SLP), a Programação Quadrática Sucessiva ou o Método dos Multiplicadores (MOM) e o Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), havendo inúmeras aplicações desses métodos. A SLP tem apresentado resultados bastante promissores, principalmente com o emprego das rotinas de PL baseadas no algoritmo de pontos interiores. Uma aplicação interessante é a de Barros et al. (2003) através do modelo SISOPT onde a SLP foi aplicada ao sistema hidroelétrico brasileiro. A maior desvantagem na aplicação da SPL é não garantia da

convergência do processo em função da solução inicial. Quanto à SQP os resultados não são tão promissores para sistema de grande porte. No mesmo trabalho de Barros et al. (2003) o método SQP do MINOS (Murtagh e Saunders (1987)) foi comparado ao método SLP, sendo que este último apresentou melhor performance. Existem diversas aplicações dos métodos MOM e GRG, destacando-se principalmente este último. Barros et al. (2003) também aplicou o GRG do MINOS, obtendo excelentes resultados. Cabe destacar que existem hoje disponíveis grandes “pacotes” de rotinas de PNL, alguns extremamente eficientes, rápidos e acurados.

Para a resolução de problemas não lineares existem vários métodos, e alguns deles são:

- Otimização Sem Restrições:
 - Pesquisa Unidimensional:
 - Método da Dicotomia;
 - Método da Bissecção;
 - Pesquisa Multidimensional:
 - Método das Coordenadas Cíclicas;
 - Método do Gradiente Descendente;

- Otimização Com Restrições:
 - Método das Funções de Penalidades;
 - Método das Funções de Barreiras;

2.7. Caracterização do Sistema de Geração Hidroelétrico

A produção de energia elétrica nada mais é do que uma transformação de energia potencial hidráulica (água contida no reservatório, situada em cota superior à do grupo turbina-gerador) para energia cinética (água em movimento), que por sua vez

movimenta as pás da turbina e conseqüentemente coloca em funcionamento o gerador. Fica evidente que nestes processos ocorrem perdas de energia devido a vários fatores, tais como a perda de carga hidráulica no conduto forçado, dissipações de energia no grupo turbina-gerador, etc.

Conforme se verá adiante (Figura 2.1) a geração de energia hidroelétrica apresenta um aspecto singular que a distingue dos demais usos da água e com forte influência sobre o planejamento da operação. Trata-se da dependência entre a energia produzida com duas variáveis - vazão turbinada e queda líquida, a produção de energia elétrica depende não apenas da quantidade de água alocada (vazão), mas também do estado de armazenamento do reservatório. Fica evidente que essa é uma característica adicional de complexidade para o planejamento da operação do sistema.

2.7.1. Órgãos de um Aproveitamento Hidroelétrico

Um aproveitamento hidroelétrico (Figura 2.1) é a unidade responsável pela produção de energia elétrica através da transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A usina hidroelétrica pode ser subdividida em três tipos principais de elementos: a estrutura física (barragem, reservatório, elementos de condução de água e vertedouro), as máquinas hidráulicas (turbina) e os componentes elétricos (gerador).

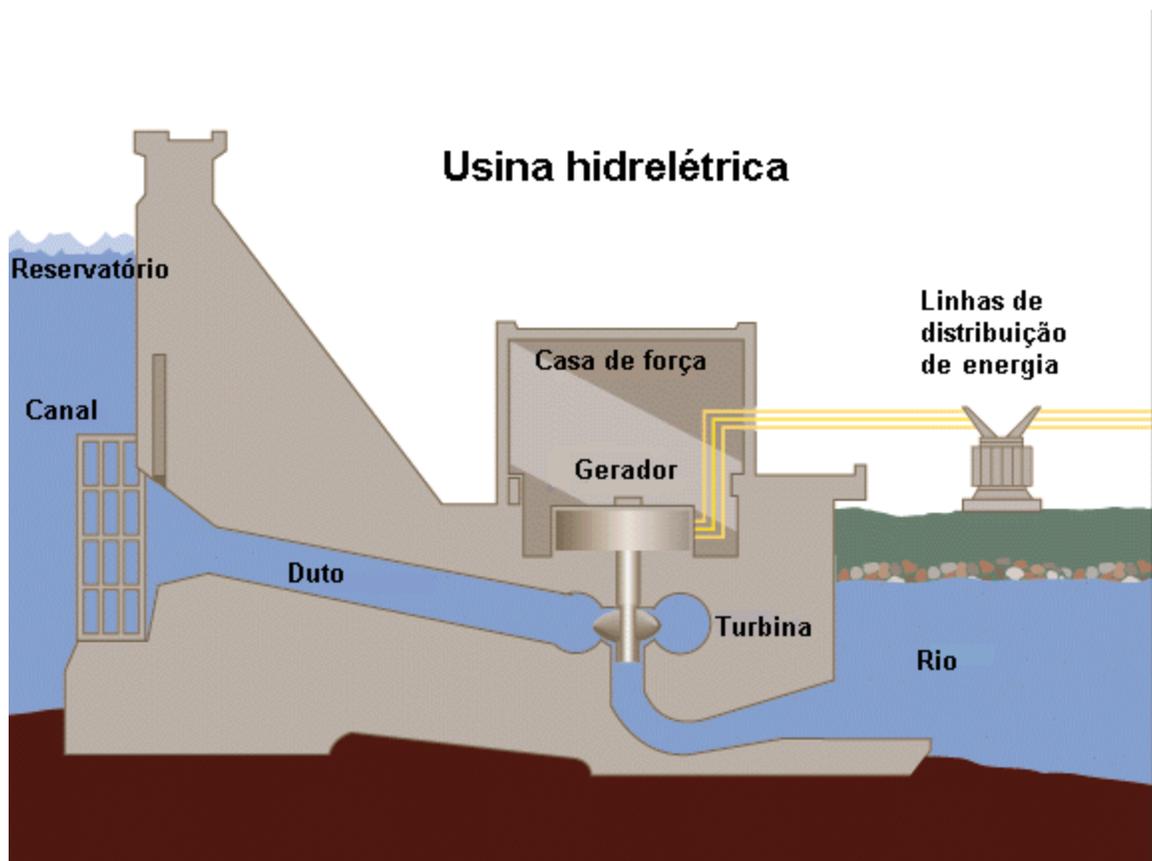


Figura 2.1 - Representação esquemática de um aproveitamento hidroelétrico

Os principais elementos de uma usina hidroelétrica podem ser visualizados na representação esquemática da Figura 2.1, a qual indica alguns outros fatores que serão de interesse no decorrer do trabalho.

2.7.2. Potência das Usinas Hidroelétricas

A energia gerada numa usina hidroelétrica é função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez é uma função não linear do volume armazenado e da vazão turbinada, conforme indicado na equação 2.1:

$$\bar{P}_i = f(R'_i, H''_i) = fc \times p_{ea} \times R'_i \times H''_i \times \eta_i \dots\dots\dots (2.1)$$

Na qual:

i : Índice que denota uma particular usina hidroelétrica;

\bar{P}_i : Potência produzida numa usina hidroelétrica i , num dado instante;

fc : Fator de correção de unidades;

p_{ea} : Peso específico da água;

R'_i : Vazão turbinada na usina i no período;

H''_i : Altura de queda líquida;

η_i : Rendimento do grupo turbina- gerador na usina i ;

Em estudos de longo prazo, segundo Fortunato (1990), normalmente os rendimentos da turbina e do gerador são considerados constantes e iguais a valores médios (para uma altura de queda média). Contudo, em estudos de curto prazo é necessária uma representação mais detalhada das relações que descrevem a produção da turbina. Uma abordagem realista da operação de uma turbina hidráulica deve levar em conta o inter-relacionamento das seguintes variáveis: altura de queda líquida, vazão turbinada e rendimento da turbina. Estas relações são bastante complexas, sendo normalmente expressas na forma de curvas de desempenho das turbinas, designadas como curvas-colina no jargão de tecnologia hidroelétrica.

É prática do setor elétrico Brasileiro a utilização em alguns casos, de um fator de correção adimensional da queda líquida ao invés de um valor fixo para a perda de carga no conduto forçado.

O valor da queda líquida é encontrado tomando-se o valor da queda bruta menos a perda de carga no conduto até a turbina, como na equação 2.2.

$$H''_i = H'_i - \Delta H_i \dots\dots\dots (2.2)$$

Na qual:

H'_i : Altura de queda bruta;

ΔH_i : Perda de carga no conduto forçado;

O valor da queda bruta pode ser calculado subtraindo-se da cota do nível d'água no reservatório a cota do nível d'água no canal de fuga. Os valores destes níveis são encontrados através de funções polinomiais.

$$H'_i = H_i - HT_i \dots\dots\dots (2.3)$$

$$H_i = f(S_i) \dots\dots\dots (2.4)$$

$$HT_i = g(S''_i) \dots\dots\dots (2.5)$$

$$S''_i = R'_i + S'_i \dots\dots\dots (2.6)$$

Na qual:

H_i : Nível d'água no reservatório i, em função do volume armazenado;

HT_i : Nível d'água no canal de fuga da usina i, como função da vazão defluente (m);

S'_i : Volume d'água vertido do reservatório i, num certo mês;

S''_i : Volume d'água defluente do reservatório i, num certo mês;

S_i : Volume armazenado no reservatório i, num certo mês;

2.7.3.Cálculo da Potência das usinas Hidroelétricas Segundo Prática do Setor Elétrico Brasileiro

Em vários trabalhos ligados ao setor como Barbosa (1990) e Francato (1997), usam uma metodologia simplificada para efetuar o cálculo da potência de uma usina hidroelétrica. Cada usina do sistema tem uma grandeza própria conhecida como “produtibilidade específica”, que é fixa e independente do valor da queda líquida no aproveitamento.

A produtibilidade específica representa a razão entre a produtibilidade (MW/m³/s) e a queda líquida (m).

$$\varepsilon_i = p_{ea} \times \eta_i \dots\dots\dots (2.7)$$

A produtibilidade é uma medida da taxa de conversão de vazão (turbinada) em potência de uma usina. Ela representa a razão entre a potência (MW) e a vazão turbinada (m³/s), num certo instante t.

$$E_{i,t,s} = \varepsilon_i \times H''_{i,t,s} \dots\dots\dots (2.8)$$

Finalmente a potência pode ser calculada por:

$$P_{W_{i,t,s}} = E_{i,t,s} \times R'_{i,t,s} \dots\dots\dots (2.7)$$

Na qual:

ε_i : Produtibilidade específica da usina i do sistema (MW/m³/s/m);

p_{ea} : Peso específico da água (kg/m³);

η_i : Rendimento do grupo turbina-gerador:

$E_{i,t,s}$: Produtibilidade para uma dada usina i, num mês t (MW/m³/s), do cenário s;

$P_{W_{i,t,s}}$: Disponibilidade de potência máxima da usina i, no mês t, do cenário s (MW);

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i, no mês t, no cenário s (m³/s);

A produtividade específica multiplicada pelo valor da queda líquida resulta na produtividade do aproveitamento no período em estudo $E_{i,t,s}$. O trabalho com a produtividade específica é interessante, pois permite tornar o processo de cálculo de potência mais ágil, uma vez que ela agrega as demais variáveis (rendimentos da turbina e gerador, aceleração da gravidade, etc.) envolvidas no cálculo da potência de uma usina hidroelétrica, ficando dependente apenas da queda líquida disponível.

Com a adoção da produtividade específica, a única variável influente na geração hidroelétrica que ainda falta ser levada em conta é a queda líquida que é função do volume armazenado no reservatório e também da vazão defluente total (cota do canal de fuga).

3. Material e Métodos

A formulação estudada destina-se ao planejamento de médio prazo, com intervalo de discretização mensal e horizonte de planejamento bianual. As decisões básicas se relacionam a:

- Geração de energia elétrica;
- Níveis de armazenamentos nos reservatórios do sistema durante o horizonte de planejamento;
- Paradas das máquinas para manutenção;

A função objetivo aplicada na metodologia foi:

- Minimização da diferença quadrática da energia gerada com a média total gerada;

O arcabouço teórico utilizado pelo sistema é constituído por técnicas da otimização não linear inteira mista, devido à função objetivo do sistema ser a da geração de energia elétrica e a parada de máquina para manutenção, função esta que representa alta não linearidade e variáveis binárias.

As restrições são as usuais adotadas na operação de reservatórios, com as variáveis de vazões turbinadas e vazões vertidas, através de um procedimento iterativo. Diversas relações entre as variáveis do problema de planejamento apresentado têm natureza não linear com as vazões turbinadas, ou com os volumes armazenados. É o caso da produtividade que é função da queda líquida no período, portanto, não é uma grandeza linear.

O modelo para o planejamento da operação vem sendo formulado com horizonte de médio prazo, que contempla um período igual a dois anos discretizados em intervalos mensais, para atender um planejamento voltado ao agendamento de manutenções de maneira otimizada.

O modelo trabalha associado a uma rotina de otimização, a qual é responsável pela análise matemática do problema n dimensional e assim subsidia a tomada de decisões dentro dos cenários apresentados ou criados. Para a otimização pretende-se trabalhar com uma metodologia de programação não-linear, procurando modelar o problema físico o mais próximo possível da realidade, evitando simplificações grosseiras como agregações de variáveis.

A modelagem desenvolvida tem seu embrião originário do modelo SISCOP (1993), embora este tenha sido desenvolvido em um outro cenário histórico do setor elétrico brasileiro, em outra realidade de recursos de informática e com outra tecnologia de recursos de otimização. Em Francato (1997) pode-se encontrar uma modificação na modelagem utilizada no modelo SISCOP, onde se excluíram da modelagem os passos referentes à programação dinâmica e utilizou-se somente a programação linear com recursos iterativos para contornar os problemas de não linearidade encontradas na modelagem matemática do problema. Com o avanço nos desenvolvimentos de rotinas matemáticas de otimização e da viabilidade de processamentos de problemas de médio e grande porte de microcomputadores, viabilizou-se as modelagens destes problemas com o tratamento da programação não linear. Em Francato, Soliani, e Barbosa (2000) observa-se a modelagem de um sistema hidroelétrico via programação não linear.

Nesta situação vem-se utilizando a rotina de otimização CONOPT2 pertencente ao pacote comercial de otimização GAMS.

O trabalho aqui apresentado deve ser entendido no contexto de uma série de condições, que norteiam seu desenvolvimento, dentre as quais convêm destacar:

- a) Características individualizadas dos aproveitamentos hidroelétricos (ex.: diversidade hidrológica, topologia, etc.);
- b) De posse do modelo desenvolvido, vislumbra-se o potencial utilidade para estudos exploratórios visando conhecer o comportamento ótimo dos subsistemas sob determinadas condições específicas;
- c) A opção pelo horizonte de planejamento igual a 24 meses foi feita em virtude de ocorrerem necessariamente manutenção de máquinas neste período;
- d) Quanto à trajetória de volumes armazenados, parti-se sempre do volume máximo em início de maio e recuperando o máximo de armazenamento ao final do mês de abril de cada ano. Ou seja, mesmo que estudados em horizontes maiores que o ano, o comportamento ótimo dos sistemas hidroelétricos faz uso predominante da regularização intra-sazonal das vazões afluentes, ao invés da suposta regularização intra-anual. Tal aspecto permite assegurar que os resultados da operação em horizonte anual com intervalo de discretização mensal sejam aproveitáveis para inferir conclusões sobre as propriedades operativas ótimas, com todos os testes sendo realizados a partir de maio de um ano a final de abril do ano seguinte.

O modelo faz a otimização de forma global para todo o horizonte de planejamento, usando uma rotina de programação não-linear (PNL) que determina as descargas a serem liberadas a cada mês e os conseqüentes armazenamentos ao final de cada mês nos reservatórios.

A função objetivo visa minimizar a soma das diferenças quadráticas entre o total gerado pelo sistema, em cada período, e a média gerada pelo sistema.

As restrições são as usuais em operação de reservatórios, todas podendo ser formuladas dentro do problema de programação não linear.

Neste ponto procede-se a uma descrição dos principais elementos da programação não linear, compreendendo as variáveis e as restrições, ligadas diretamente ao número de usinas ativas no sistema e também ao horizonte de planejamento adotado.

Apresenta-se a seguir, exemplos típicos de equações consideradas no problema.

Em cada usina que compõe o sistema admitem-se como variáveis de decisão a cada mês: a vazão mensal turbinada; a vazão mensal vertida e o nível de armazenamento no reservatório. As restrições são agrupadas em sete categorias principais, as quais são apresentadas adiante.

3.1. Equacionamento do modelo de otimização

A estrutura apresentada a seguir é clássica dos modelos de otimização, evidenciando a função objetivo e em seguida o conjunto de restrições que o modelo deve atender.

3.1.1. Função Objetivo

A função objetivo implementada no modelo de otimização deve procurar minimizar o efeito na redução de potência total no sistema com a entrada de máquinas para manutenção programada. Deste modo, pode equacionar uma função objetivo que minimize a soma dos desvios quadráticos da Energia Gerada com relação à Energia Assegurada no horizonte t.

$$\min Z = \sum_{t=1}^{24} (Eas_t - Eg_t)^2 \dots\dots\dots (3.1)$$

Na qual:

Eas_t : Energia Assegurada do sistema no mês t;

Eg_t : Energia Gerada do sistema no mês t;

3.1.2. Conjunto de Restrições

3.1.2.1. Capacidade de geração no aproveitamento

As restrições de capacidade de geração apresentam limites máximos de geração em cada aproveitamento, ou seja, respeitam a capacidade máxima de geração individualizada em cada usina.

$$Pw_{i,t,s} = SW_{n,i,t,s} \times Pn_{n,i} + Sw_{n+1,i,t,s} \times Pn_{n+1,i} \dots\dots\dots (3.2)$$

$$E_{i,t,s} = \varepsilon_i \times (H_{i,t,s} - HT_{i,t,s} - \Delta H_{i,t,s}) \dots\dots\dots (3.3)$$

Na qual:

$Pw_{i,t,s}$: Disponibilidade de potência máxima da usina i, no mês t, do cenário s (MW);

$SW_{n,i,t,s}$: Variável binária do funcionamento da turbina n da usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

$Pn_{n,i}$: Potência nominal da turbina n da usina i;

$E_{i,t,s}$: Produtibilidade da usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada da usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

ε_i : Produtibilidade específica da usina i;

$H_{i,t,s}$: Nível de montante na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

$HT_{i,t,s}$: Nível de jusante na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

$\Delta H_{i,t,s}$: Perda de carga no conduto na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

3.1.2.2. Limites operacionais de armazenamento hídrico

Os reservatórios das usinas apresentam limites operacionais de volumes de armazenamento. É preciso garantir o balanço hídrico a cada mês nos reservatórios que compõe o sistema.

$$S_{i,t+1,s} = S_{i,t,s} + I_{i,t,s} - (R'_{i,t,s} - R''_{i,t,s} + R'^{mon}_{i,t,s} + R''^{mon}_{i,t,s}) \times 0,0036 \times T_t \dots\dots\dots (3.4)$$

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t,s} \leq S_i^{\max} \dots\dots\dots (3.5)$$

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t+1,s} \leq S_i^{\max} \dots\dots\dots (3.6)$$

Na qual:

$S_{i,t+1,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i, no final do mês t, para o cenário hidrológico s (hm³);

$S_{i,t,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i, no início do mês t, para o cenário hidrológico s (hm³);

$I_{i,t,s}$: Volume de água afluente ao reservatório da usina i, no mês t, resultante da contribuição da bacia intermediária entre o reservatório imediatamente a montante para o cenário hidrológico s (hm³);

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

$R''_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

- $R_{i,t,s}^{mon}$: Vazão turbinada na usina imediatamente a montante da usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;
- $R_{i,t,s}^{vmon}$: Vazão vertida na usina imediatamente a montante da usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;
- T_t : Número de horas do mês i;
- S_i^{min} : Volume mínimo operacional do reservatório da usina i (hm³);
- S_i^{max} : Volume máximo operacional do reservatório da usina i (hm³);

3.1.2.3. Limite máximo de vazão nas turbinas

As restrições de limite máximo de vazão nas turbinas estabelecem limites de vazão turbinada para os aproveitamentos do sistema.

$$R'_{i,t,s} \leq R_i^{max} \dots\dots\dots (3.7)$$

Na qual:

- $R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;
- R_i^{max} : Limite máximo de vazão turbinada na usina i (m³/s);

3.1.2.4. Geração mínima

As restrições de geração mínima estabelecem as vazões turbinadas mínimas para funcionamento das turbinas.

$$R'_{i,t,s} \geq R_i^{\min} \dots\dots\dots (3.8)$$

Na qual:

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i, no mês t, para o cenário hidrológico s;

R_i^{\min} : Limite mínimo de vazão turbinada na usina i (m³/s);

3.1.2.5. Máxima variação de volume útil

As restrições de máxima variação mensal de volume útil definem o máximo deplecionamento mensal operativo aceitável no reservatório.

$$\left| S_{i,t,s} + I_{i,t,s} - R'_{i,t,s} - R''_{i,t,s} + R^{mon}_{i,t,s} + R^{wmon}_{i,t,s} \right| \leq H_{i,t}^{\text{var}} \dots\dots\dots (3.9)$$

Na qual:

$S_{i,t,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i, no início do mês t, para o cenário hidrológico s (hm³);

- $I_{i,t,s}$: Volume de água afluente ao reservatório da usina i , no mês t , resultante da contribuição da bacia intermediária entre o reservatório imediatamente a montante para o cenário hidrológico s (hm^3);
- $R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $R''_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $R^{vmon}_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;
- $H_{i,t}^{\text{var}}$: Máximo deplecionamento mensal aceitável no reservatório da usina i , no mês t ;

A natureza não-linear do problema descrito pelas equações anteriores é uma fonte de dificuldades para sua solução do problema matemático, principalmente em razão da dimensionalidade resultante de um grande número de cenários. Não obstante, com a eficiência do algoritmo do Gradiente Reduzido Generalizado em Abadie e Carpentier, (1969) adotado no software GAMS/CONOPT, o qual deverá ser utilizado no modelo, resolverá o problema muito satisfatoriamente.

3.2. Organização dos Dados Físicos

Foi concebido um banco de dados, onde foram inseridos os principais dados físicos de cinco Usinas da Bacia do Tietê (Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava), três Usinas da Bacia do Rio Pardo (Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro), todas pertencentes à mesma empresa geradora AES Tietê. Eles foram utilizados nos modelos de otimização. São eles:

- Produtibilidade específica de cada usina;
- Coeficientes dos polinômios Cota x Volume de cada usina;
- Coeficientes dos polinômios Cota x Vazão no canal de fuga de cada usina;
- Coeficientes para o cálculo percentual das perdas de carga nos condutos forçados;
- Valores de perda de carga concentrada nos condutos forçado;
- Valores de deplecionamento máximo nos reservatórios;
- Potência máxima de cada usina;
- Vazão mínima de turbinamento;
- Vazão máxima de turbinamento;
- Volume mínimo dos reservatórios;
- Volume máximo dos reservatórios;

- Afluência natural aos reservatórios para as séries hidrológicas;



Figura 3.1 - Mapa das usinas do sistema AES – Tietê

A Figura 3.1 apresenta um mapa das usinas que compõe o sistema AES-Tietê, e logo abaixo na figura 3.2 a mesma é representada por um esquema geral de sua topologia.

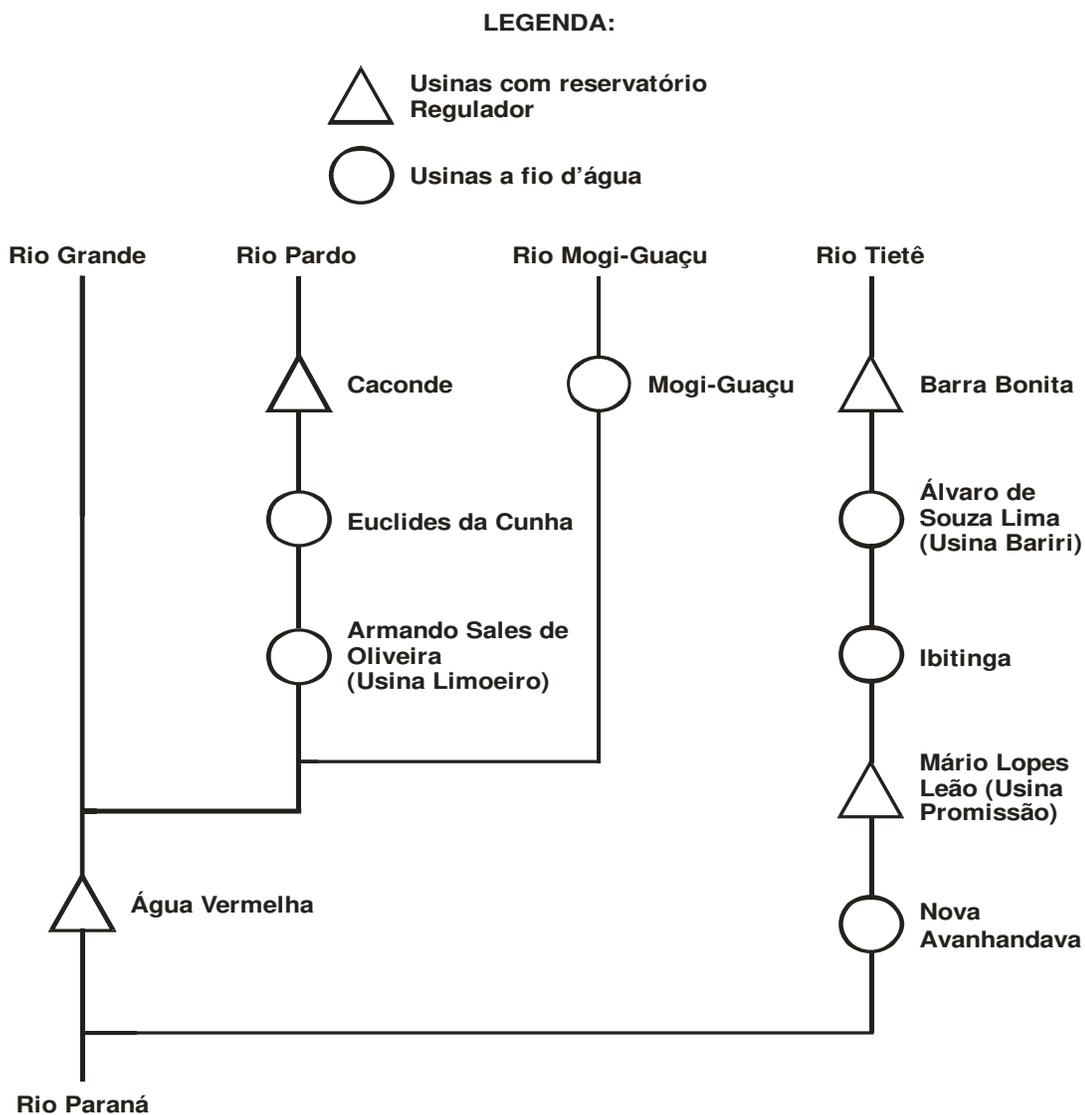


Figura 3.2 - Topologia simplificada do sistema AES - Tietê

Na Tabela - 1 apresenta-se dados relevantes para o planejamento e modelagem matemáticas do sistema AES-Tietê.

Tabela 1 - Dados físicos sistema AES - Tietê

Usinas	Volume do Reservatório [hm ³]		Potência [MW]		Vazão Turbinada [m ³ /s]	
	S^{\min}	S^{\max}	P_W^{\min}	P_W^{\max}	R^{\min}	R^{\max}
Caconde	51	555	28	80	12	93,9
Euclides da Cunha	14	14	40	108	4	147,2
A. S. de Oliveira (Limoeiro)	25	25	10	32	1	179,0
Água Vermelha	5856	11025		1380	501	2921,0
Barra Bonita	569	3135	36	140	76	757,8
A. S. Lima (Bariri)	544	544	46	144	86	772,3
Ibitinga	985	985	53	132	115	705,2
Promissão	5280	7408	95	264	158	1294,4
Nova Avanhandava	2700	2700	141	303	200	1248,0

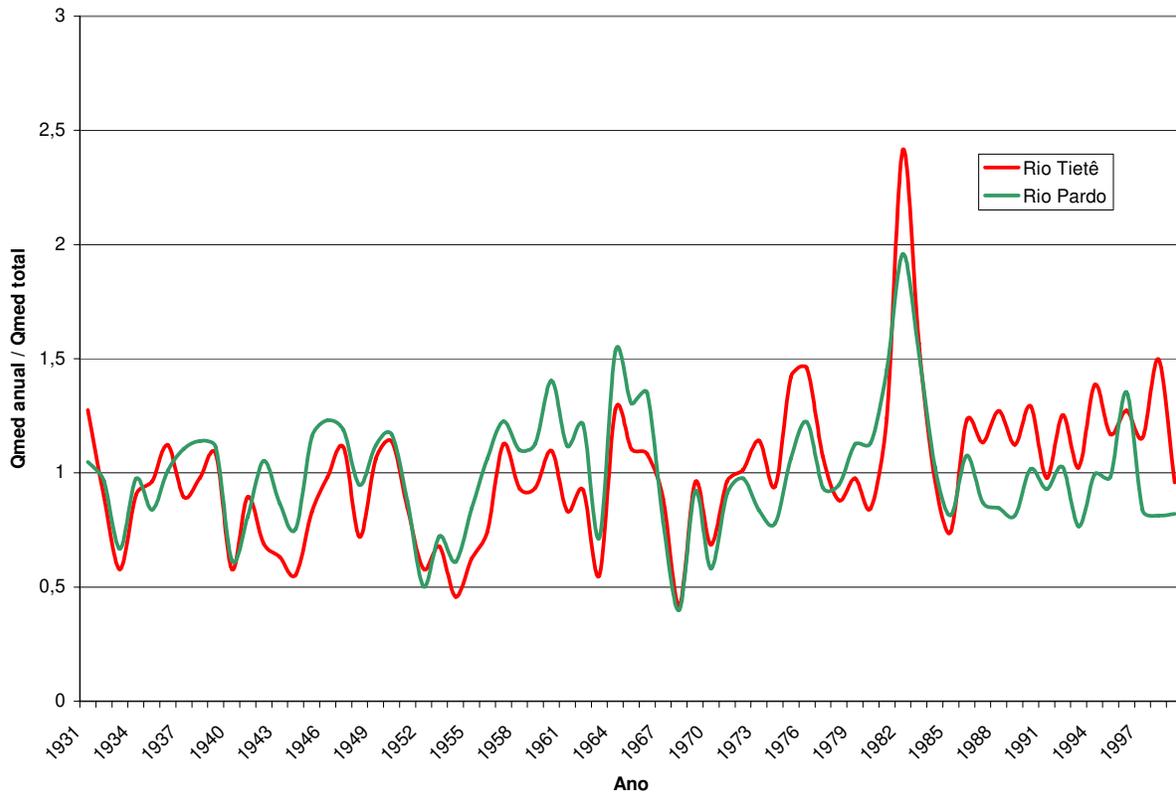


Figura 3.3 - Comparação entre as séries históricas do Rio Tietê e Rio Pardo

Percebe-se na figura 3.3, uma forte similaridade entre os rios, que possibilita a seleção de séries históricas.

4. Resultados

Os resultados do modelo de otimização, mostraram que não existe um período preferencial único para manutenção em todas as usinas hidroelétricas, esta característica pode ser considerada positiva para a implementação de um planejamento otimizado da manutenção, pois com uma distribuição da manutenção ao longo do horizonte de planejamento é possível conseguir um melhor aproveitamento da mão de obra da equipe técnica responsável pela manutenção. Para a obtenção de períodos preferenciais optou-se por analisar em separado usina por usina dividindo os processamentos em três categorias de cenários. Para facilitar a compreensão dos resultados, apresentam-se figuras que classificam em três níveis os intervalos de tempo preferenciais para a manutenção. A cor verde significa o mês preferencial para a manutenção, a cor laranja corresponde ao segundo melhor período e a cor vermelha indica a terceira posição em preferência para a manutenção. Nos casos em que, para uma mesma usina, exista mais que um mês com o mesmo nível preferencial para a manutenção (mesma cor) fica assinalado os dois com a cor. Isto decorre devido aos meses que resultaram em mesmo nível percentual de entrada de máquinas em manutenção, sendo indiferente a escolha, podendo a decisão ser relacionada a outros critérios não contemplados na otimização (ex.: disponibilidade de mão de obra, garantias e limites de uso de equipamentos, situação do mercado de energia, etc.). Como complemento, apresenta-se o índice percentual de três meses preferenciais para a manutenção.

Assim como no caso dos meses preferenciais para a manutenção identificaram os meses menos recomendados para operações de manutenção. Neste caso as figuras também foram relacionadas com cores, sendo atribuído preto para os meses menos

recomendados, azul para o segundo menos recomendado e azul claro para o terceiro menos recomendado com a condição de que para o mês em questão não ultrapassasse a 5% das paradas.

A seguir apresenta-se os figuras supracitadas, bem como os comentários pertinentes referente à política de otimização da manutenção para cada usina.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde				■	■	■					■	■	58%
Euclides da Cunha				■					■		■		47%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		■				■		■	■				53%

Figura 4.1 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos do rio Pardo

No figura 4.1, apresentam-se os períodos preferenciais para a manutenção das usinas situadas na bacia do rio Pardo, num grupo de cenários tipicamente secos. Verifica-se que não existe uma regra comum para as três usinas, sendo melhor período para parada da usina de Caconde o mês de abril (situação de reservatório cheio), para a usina de Euclides da Cunha o mês de novembro (situação de final de período seco e início de período úmido) e a usina Armando Salles de Oliveira tendo seu período preferencial para a manutenção em junho, que caracteriza um período tipicamente seco. Vale lembrar que das três usinas analisadas somente Caconde possui reservatório com capacidade de regularização de vazão, sendo os outros dois reservatórios a fio d'água. As decisões entre os períodos ideais para as paradas para manutenção das usinas da bacia do rio Pardo estão diretamente relacionadas à decisão adotada para a usina de Caconde que, de acordo com a topologia, fica a montante das demais. Atribuindo manutenção a usina de Caconde preferencialmente em períodos em que o reservatório esteja cheio significa parar máquinas desta usina em períodos de grande produtividade, neste caso as duas usinas a jusante (Euclides da Cunha e Armando Sales de Oliveira) complementam a geração não permitindo que a produção de energia do sistema seja prejudicada. Quando à manutenção for realizada na usina Armando Sales de Oliveira a usina de Caconde estaria com boa condição de armazenamento para suprir a demanda energética aplicada ao sistema, com

armazenamento perto do seu limite máximo, tem-se grande queda líquida e assim grande produtividade o que garante a geração mínima com um menor número de máquinas disponíveis.

Assim conclui-se que as manutenções em usinas a fio d'água poderiam ser realizadas em qualquer período, mas em função da parada nos períodos chuvosos das usinas com reservatório, e da operação em conjunto são estabelecidos períodos preferenciais também para as usinas a fio d'água.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde			Red	Grn		Amo							65%
Euclides da Cunha			Red	Grn						Red	Amo		50%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		Grn	Red						Amo				45%

Figura 4.2 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios do rio Pardo

Na figura 4.2 representa-se os meses preferenciais para a manutenção em cenários com características médias da bacia do rio Pardo, verifica-se novamente para Caconde que o mês abril é o mais recomendado para as ações de manutenção. Já para as demais usinas verificaram-se algumas alterações dos períodos preferenciais para a manutenção, Euclides da Cunha de novembro para abril e Armando Salles de Oliveira passou de junho para fevereiro. Isto ocorre devido a maior disponibilidade de água.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde				Grn		Amo	Red			Red			68%
Euclides da Cunha			Amo	Grn							Red		54%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		Red	Amo					Amo	Grn	Grn			40%

Figura 4.3 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos do rio Pardo

A figura 4.3 demonstra os meses mais recomendados para ações de manutenção, fundamentados em cenários úmidos. Novamente para a usina de Caconde nota-se que o mês mais recomendado é o mês de abril, já Euclides da Cunha mantém a recomendação dos cenários médios, que é o mês de abril, porém a usina de

Armando Salles de Oliveira teve como meses mais recomendados entre setembro e outubro.

Das três figuras analisadas verifica-se que a usina de Caconde, independente de questões hidrológicas sempre tem como período mais recomendado para as ações de manutenção o mês de abril. Ou seja, com a metodologia de otimização aplicada conclui-se que as ações de manutenção em Caconde são preferencialmente realizadas com o reservatório cheio.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde													8%
Euclides da Cunha													9%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)													8%

Figura 4.4 – Meses não preferenciais para a manutenção das usinas do rio Pardo

A figura 4.4 indica os períodos menos recomendados para ações de manutenção. Para tal análise foram contemplados os cenários hidrológicos médios. De maneira complementar ao que já foi observado verifica-se que a usina de Caconde não deve passar por intervenções de manutenção no mês de agosto a outubro, que representa o final do período de estiagem. Assim, não recomenda-se que a usina de Caconde sofra paradas para manutenção com o seu reservatório perto de níveis mínimos de armazenamento.

A justificativa da priorização dos períodos mais recomendados para a manutenção recaírem em situações de reservatório cheio, deve-se ao fato de que nesta situação a queda bruta disponível é máxima e por conseqüência a produtividade da usina também é máxima, garantindo assim melhor eficiência energética, portanto com menor número de máquinas disponíveis é possível garantir o atendimento à demanda. As outras duas usinas da bacia do rio Pardo (Euclides da Cunha e Armando Salles de Oliveira) são usinas a fio d'água e têm pequenas variações na queda bruta o que denota pequenas variações da produtividade destas usinas. Desta maneira não

verifica-se um padrão para períodos mais recomendados para a manutenção para as usinas a fio d'água.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita		■		■							■		46%
A. S. Lima (Bariri)			■	■		■					■		45%
Ibitinga		■		■	■	■		■	■	■	■		35%
Promissão				■		■			■				50%
Nova Avanhandava										■	■	■	52%

Figura 4.5 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos do rio Tietê

Na figura 4.5, apresentam-se os períodos preferenciais para manutenção das usinas situadas na bacia do rio Tietê, num grupo de cenários tipicamente secos. Verifica-se a não existência de uma regra comum para as cinco usinas, sendo a recomendação de parada para a usina de Barra Bonita o mês de fevereiro, para a usina Álvaro de Souza Lima (Bariri) o mês de junho, para a usina de Ibitinga o mês de abril ou novembro, para a usina Mario Lopes Leão (Promissão) o mês de setembro e para a usina de Nova Avanhandava o mês de dezembro. Cabe lembrar que das cinco usinas analisadas, apenas Barra Bonita e Mario Lopes Leão possuem reservatório com capacidade de regularização de vazão, sendo os outros três reservatórios a fio d'água. As decisões entre os períodos recomendados para as paradas para a manutenção das usinas da bacia do rio Tietê estão diretamente relacionadas ao que ocorre na usina de Barra Bonita e Mario Lopes Leão.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita		■								■	■	■	42%
A. S. Lima (Bariri)		■		■		■			■		■		40%
Ibitinga				■	■	■		■	■		■	■	36%
Promissão									■		■	■	44%
Nova Avanhandava				■				■	■		■		45%

Figura 4.6 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios do rio Tietê

A figura 4.6 que representa os meses preferenciais para a manutenção em cenários com características médias de vazões afluentes da bacia do rio Tietê, verifica-

se novamente para a usina Mario Lopes Leão (Promissão) que o mês de setembro é o mais recomendado para as ações de manutenção. Já as demais usinas sofreram alterações dos períodos preferenciais para a manutenção, Barra Bonita de fevereiro para dezembro, Álvaro de Souza Lima (Bariri) de junho para abril, Ibitinga de abril ou novembro para setembro e a usina de Nova Avanhandava passou de dezembro para o mês de abril. Assim verifica-se um adiamento das operações de manutenção com a ocorrência de um cenário mais úmido.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita	■	■									■	■	42%
A. S. Lima (Bariri)		■		■	■		■						37%
Ibitinga					■	■		■		■	■		37%
Promissão		■					■	■	■	■		■	37%
Nova Avanhandava				■				■	■	■			51%

Figura 4.7 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos do rio Tietê

A figura 4.7 demonstra os meses mais recomendados para ações de manutenção, fundamentados em cenários úmidos. Nota-se que a usina de Álvaro de Souza Lima (Bariri) manteve como mês preferencial o mesmo do cenário médio, a usina de Ibitinga teve seus meses preferenciais passando de abril e novembro para maio e novembro, nas demais usinas houve uma mudança no mês preferencial, Barra Bonita caracterizou-se no mês de janeiro, a usina de Mario Lopes Leão (Promissão) de setembro para agosto ou dezembro e a usina de Nova Avanhandava no mês de setembro.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita			■	■	■				■				12%
A. S. Lima (Bariri)			■				■					■	12%
Ibitinga			■										1%
Promissão	■		■		■								8%
Nova Avanhandava		■			■		■						9%

Figura 4.8 – Meses não preferenciais para a manutenção das usinas do rio Tietê

A Figura 4.8 mostra do mesmo modo do que foi feito para o Rio Pardo uma análise de períodos menos recomendados para a manutenção fez-se para a bacia do Rio Tietê, onde é possível verificar um intervalo contínuo para a usina de Barra Bonita que compreende do mês de março ao mês de maio.

Observando as figuras 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 fica claro que as manutenções na usina de Barra Bonita devem ser realizadas em janeiro e fevereiro, e evitar as manutenções para os meses que vêm em seqüência (abril, maio e junho).

Já Promissão deve-se evitar os primeiros meses do ano e aconselha-se o último trimestre do ano para os procedimentos de manutenção.

Uma forma de sistematizar as respostas quanto aos meses ideais para as manutenções nas usinas advém da atribuição de valores numéricos (1, 2 e 3) para os meses preferenciais nos três níveis percentuais preferenciais para tais operações. Tomando-se como referência as figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6 e 4.7, assumindo valor “1” para a cor vermelha, valor “2” para a cor laranja e valor “3” para a cor verde, é possível construir matizes de pesos aos três agrupamentos de cenários (seco, médio e úmido). A seguir apresenta-se nas tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 as referidas matrizes.

Tabela 4.1 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos secos

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	0	3	2	1	0	0	0	0	2	1
Euclides da Cunha	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	3	0
Limoeiro	0	1	0	0	0	3	0	2	2	0	0	0
Barra Bonita	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0
A. S. Lima (Bariri)	0	0	1	2	0	3	0	0	0	0	0	0
Ibitinga	0	1	0	3	2	1	0	1	2	1	3	0
Promissão	0	0	0	2	0	1	0	0	3	0	0	0
Nova Avanhandava	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3

Tabela 4.2 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos médios

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	1	3	0	2	0	0	0	0	0	0
Euclides da Cunha	0	0	1	3	0	0	0	0	0	1	2	0
Limoeiro	0	3	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0
Barra Bonita	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
A. S. Lima (Bariri)	0	2	0	3	0	1	0	0	1	0	1	0
Ibitinga	0	0	0	2	2	2	0	1	3	0	2	1
Promissão	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	1
Nova Avanhandava	0	0	0	3	0	0	0	1	2	0	1	0

Tabela 4.3 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos úmidos

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	0	3	0	2	1	0	0	1	0	0
Euclides da Cunha	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0	1	0
Limoeiro	0	1	2	0	0	0	0	2	3	3	0	0
Barra Bonita	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
A. S. Lima (Bariri)	0	2	0	3	1	0	2	0	0	0	0	0
Ibitinga	0	0	0	0	3	2	0	1	0	1	0	0
Promissão	0	0	0	0	0	0	2	3	1	2	0	3
Nova Avanhandava	0	0	0	1	0	0	0	1	3	2	0	0

A partir das tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 preparou-se a tabela 4.4 que representa uma direta do peso atribuído a cada usina em cada período, como forma de apresentar os pesos em uma única tabela.

Tabela 4.4 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	1	9	2	5	1	0	0	1	2	1
Euclides da Cunha	0	0	3	8	0	0	0	0	1	1	6	0
Limoeiro	0	5	3	0	0	3	0	4	7	3	0	0
Barra Bonita	3	6	0	1	0	0	0	0	0	2	6	4
A.S. Bariri	0	4	1	8	1	4	2	0	1	0	1	0
Ibitinga	0	1	0	5	7	5	0	3	5	2	5	1
Promissão	0	0	0	2	0	1	2	3	7	2	2	4
Nova Avanhandava	0	0	0	4	0	0	0	2	5	3	3	3

Interpretando a tabela 4.4 observa-se que as células com valor zero não devem ser utilizados para manutenção. Os valores mais altos são os preferenciais, como exemplo: o mês de abril é o preferencial para a usina de Canconde.

Da tabela 4.4 pode-se eleger os meses preferenciais para a manutenção de duas formas: a) considerando a possibilidade de manutenções concomitantes ou em mesmo mês de anos diferentes; b) considerando meses diferentes para cada usina. Nas tabelas 4.5 e 4.6 são apresentadas tais considerações.

Tabela 4.5 – Manutenções preferenciais com períodos concomitantes

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Usina		Barra Bonita	Caconde + Euclides da Cunha + A.S. Lima (Bariri)		Ibitinga				Limoeiro + Promissão + Nova Avanhandava			

Tabela 4.6 – Manutenções preferenciais com períodos diferenciados

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Usina		Barra Bonita		Caconde	Ibitinga	A.S. Lima (Bariri)		Limoeiro	Promissão	Nova Avanhandava	Euclides da Cunha	

Das tabelas 4.5 e 4.6 verifica-se que algumas usinas mantêm os meses preferenciais de manutenção que são Barra Bonita, Ibitinga, Caconde e Promissão. As demais usinas que são A. S. Lima (Bariri), Limoeiro, Nova Avanhandava e Euclides da Cunha têm períodos preferenciais para manutenção deslocados um mês a frente ou um mês atrás caso exista limitação de equipes técnicas.

Além dos resultados apresentados referentes ao planejamento da manutenção das centrais hidroelétricas o processamento do modelo de otimização também produz outros resultados operacionais como: armazenamento nos reservatórios, vazões turbinadas, vazões vertidas, vazões incrementais e energia gerada. Estes resultados estão apresentados no apêndice - A do trabalho.

5. Conclusão

A pesquisa apresentada teve êxito no seu desenvolvimento, graças ao suporte bibliográfico pesquisado e a reunião de dados físicos e hidrológicos referentes ao sistema de usinas hidroelétricas estudado.

Com base na metodologia de otimização desenvolvida e aplicada ao estudo de caso, com horizonte de planejamento de dois anos e intervalo de discretização mensal, estudaram-se políticas operacionais otimizadas para o planejamento da manutenção em subsistemas de geração hidroelétrica dos rios Tietê e Pardo. Para uma melhor compreensão fez-se uma descrição detalhada das principais técnicas utilizadas dentro do campo da pesquisa operacional para planejamento da operação de sistemas de reservatórios com finalidade principal a geração de energia elétrica.

As modelagens de otimização aplicadas ao setor elétrico vem sendo estudadas a mais de uma década por pesquisadores em universidades e gestores de empresas do setor elétrico, porém a aplicação ao planejamento da manutenção em centrais hidroelétricas via modelo de otimização é algo ainda incipiente. A contribuição do trabalho foi estruturar uma metodologia de auxílio à tomada a decisão para a parada de máquinas para manutenção. Optou-se por analisar cenários hidrológicos específicos que caracterizam situações de séries secas, médias e úmidas, encontradas no histórico de aflúências sendo analisadas para avaliar as políticas fornecidas pelo modelo.

O problema matemático apresenta natureza não linear e foi eficientemente resolvido pela rotina de otimização SBB-CONOPT2 do Pacote de otimização GAMS. Para todos os cenários históricos resolvidos, houve 100% de factibilidade nas soluções.

A avaliação da metodologia foi comprovada pela análise de resultados das variáveis envolvidas como: níveis de armazenamento, vazões vertidas, vazões turbinadas, energia gerada, produtividade das usinas, etc. A consistência nos resultados obtidos foi bastante razoável e a implementação de tais políticas são bastante exeqüíveis e de grande valor para os gestores responsáveis pelo setor de manutenção e ou planejamento da operação. Na seção de análise de resultados verificou-se que algumas características são bastante marcantes, como diferenciação entre usinas a fio d'água e usinas com capacidade de regularização de vazões, destacando que num sistema de usinas a decisão da parada para manutenção é tomada primordialmente para as usinas com reservatórios com capacidade de regularização, sendo as usinas a fio d'água colocadas em manutenção em função das demais.

Neste estudo, como forma de não deixar ocorrer influência do histórico de manutenções na política de planejamento, trabalhou-se somente com o futuro, de forma a garantir a melhor estratégia de geração sem se preocupar com as decisões tomadas no passado.

Dos resultados analisados constata-se que é possível colocar as máquinas para manutenção e garantir uma geração uniforme ao longo do horizonte de planejamento.

Este estudo apresenta relevância para o setor elétrico, pois têm características de inediticidade para o tratamento do problema da manutenção juntamente com o planejamento da operação. O trabalho foi desenvolvido em abordagem determinística, com seleção de cenários específicos para o processamento do modelo. Mesmo que ocorram cenários hidrológicos específicos as regras operacionais para a manutenção

de algumas usinas são constantes como verificou-se no trabalho o caso de Caconde que tem a sua manutenção recomendada para o mês de abril.

Como seqüência da pesquisa recomenda-se avaliar se há benefícios para o planejamento, considerando abordagem estocástica e o histórico de manutenções prévias ao período de planejamento.

Adicionalmente, o tratamento do problema com uma formulação multiobjetivo seria um campo fértil de análise, pois permitiria determinar propriedades operativas “não-dominadas”, numa situação de não preponderância de um objetivo particular.

6. Referências Bibliográficas

ABADIE, J., CARPENTIER, J., (1969). Generalization of the Wolfe reduced gradient method to the case of nonlinear constraints, in: Optimization, R.Fletcher (ed), Academic Press, New York, pp.37-47.

ARDEKAANIAAN, R., MOIN, S., A Comparison of Different Optimization Techniques Base don a Real Water Resources Allocation Problem. Proc. Regional Conf. On Water Resources Management, Isfahan, Iran, 1995.

ASCE - American Society of Civil Engineering Task Committee Sustainability Criteria (1998). "Sustainability for water resources systems." ASCE and UNESCO/IHP IV Project M-4.3, Water Resources Planning and Management Division, ASCE, Reston, Va.

BARBOSA, P.S.F., Contribuição ao estudo do controle de cheias em sistemas de reservatórios com finalidades múltiplas. São Paulo: EPUSP, USP, Tese (Doutorado) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 182p. 1990.

BARBOSA, P.S.F., Curso de Planejamento e Gerenciamento de Recursos Hídricos, Apostila, EPUSP, 1991.

BARROS, M.T.L., TSAI, F., LOPES, J.E.G., YEH, W., Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations, J. Water Resources Plan. Man., 129(3), 178-188., 2003.

- BECKER, L., and YEH, W. (1974). "Optimization of real-time operation of a multiple reservoir system." *Water Resource Res.*, 10(6), 1107-1112.
- BENDERS, J.F., Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variable Programming Problems, *Numerische Mathematik* 4, 238-252, 1962.
- BERTSEKAS, D., TSENG, P., RELAX-IV: A faster version of the RELAX code for solving minimum cost flow problems, Completion Report under NSF Grant CCD-9103804, Dept. of Electrical Eng. And Computer Science, MIT, Cambridge, Mass., 1994.
- BORN, T.M.R.M., SCALA, C.D. Sistema Cronograma de Paradas de Unidades Geradoras da Copel, Curitiba, PR, Brasil, Outubro, 2005.
- BRAGA, B.P.F., BARBOSA, P.S.F., A Multiobjective Real Time Reservoir Operation with a Network Flow Algorithm, *Journal of the American Water Resources Association*, v. 37, no. 4, 2001.
- BRAGA, B.P.F., BARBOSA, P.S.F., BARROS, M.T.L. "Siscom: Sistema Computacional de Apoio ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidroelétricos", *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v.3,no.4, Dez. 1998.
- CABALLERO, Y., CHEVALLIER, P., BOONE, A. and NOILHAN, J. (2001). "River flow modeling for a tropical high-altitude mountain: A case study of the Rio Zongo Valley in the Royal Cordillera, Bolivia." 6th Scientific Assembly of the international Association of Hydrological Sciences, Maastricht, The Netherlands.
- CHATTOPADHYAY, D., BHATTACHARYA, K., PARIKH, J. A Systems Approach to Least-Cost Maintenance Scheduling for an Interconnected Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, N. 4, p. 2002-2007. November, 1995.

- CICOGNA, M.A. e SOARES, S. Um sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. 2003
- CRAWLEY, P., DANDY, G., Optimal Operation of Multiple Reservoir System, J. Water Res. Plan. And Mang., 119(1) 1-17, 1993.
- DOPAZO, J.F., MERRILL, H.M. Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-94, N. 5, p. 1537-1545. September/October, 1975.
- FORD, L., FULKERSON, D., Flows in Networks, Princeton Univ. Press, Princeton, N.J., 1962.
- FORTUNATO, L.A.M. et al. Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica - EDUFF, Eletrobrás, 1990.
- FRANCATO, A.L., BARBOSA, P.S.F., Fatores determinantes das propriedades operativas ótimas de um sistema hidroelétrico. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 12., Vitória, 1997. **Anais**. Porto Alegre: ABRH, 1997. 1 CD-ROM.
- FRANCATO, A.L., BARBOSA, P.S.F., SOLIANI, R., Um Modelo de Programação Não Linear para a Otimização de Sistemas Hidroelétricos, Anais do XIX Congresso Latino Americano de Hidráulica, tomo I, p. 675-684, Córdoba, Argentina, 2000.
- FRANCATO, A.L., Contribuição ao estudo das propriedades ótimas na operação de sistemas hidroelétricos, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Civil, Unicamp, p. 172, Campinas, SP, 1997.

- FRANCATO, A.L., BARBOSA, P.S.F., Programação Ótima da Operação Energética de Sistemas Hidroelétricos, XVII Congresso Latino Americano de Hidráulica, v.3, pág.49-60, Guayaquil, Equador, 1997.
- FREDERICKS, J, LABADIE, J., ALTENHOFEN, J., Decision Support System for Conjunctive Stream-Aquifer Management, J. Water Res. Plan. And Mana., 124(2), 69-78, 1998.
- KLIPSCH, J. (2002). "HEC-RESSIM: Capabilities and plans." Second Federal Interagency Modeling Conf., Las Vegas.
- LABADIE, J. (1999). "Generalized dynamic programming package: CSUDP." Documentation and user manual, Dept. of Civil Engineering, Colorado State University, Ft.Collins, Colo.
- LABADIE, J., BALDO, M., Discussion of Priority preserving unit penalties in networkflow modeling, by M. Israel and J. Lund, J. Water Res. Plan. Mang., 127(1), 67-68, 2001.
- LABADIE, J., BRAZIL, L., CORBU, I., eds. (1989). Computerized decision support systems for water managers, ASCE, Reason, Va.
- LARSON, R. LABADIE, J., and BALDO, M. (1998) "MODSIM: Decision support system for river basin water rights administration." Proc., First Federal Interagency Hydrologic Modeling Conf., Las Vegas.
- LEOU, R. C. A Flexible Unit Maintenance Scheduling Considering Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, N. 3, p. 552-559. August, 2001.
- LIMA, J.E.P., RAPOSO, J.L.O., FERREIRA, N.R. Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: Uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão, Curitiba, PR, Brasil, Outubro, 2005.

- LOUCKS, D.P. (2000). "Sustainable Water Resources Management" Water Int. 25(1), 3-10.
- LUND, J., FERREIRA, I., Operating rule optimization for Missouri River reservoir system, J. Water Res. Plan. Magt., 122(4), 287-295, 1996.
- MOROZOWSKI, M., FLORENTIN, C.M.C. Manutenção de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos - Uma Abordagem Adequada ao Ambiente Competitivo, Belém, PA, Brasil, 1997.
- MUNEVAR, A. and CHUNG, F. (1999). "Modeling California's water resource systems with CALSIM." Proc., 26th
- MURTAGH, B., SAUNDERS, M., MINOS 5.1. user's guide. Technical Report n.50 L 83-20R, Dept. of Operations Research, Stanford Univ., Calif., 1987.
- NASCIMENTO, J.G.A. Perspectivas da Termoeletricidade no Brasil, Anais do Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Dezembro, 1999.
- NUNES, J.O.B. Metodologia de Trabalho que se Apoia na Engenharia da Informação para Gerenciamento da Manutenção, Campinas, SP, Brasil, Outubro, 2001.
- PALMER, R. (2000). "Task committee report on shared vision modeling in water resources planning". Proc., 26th Annual ASCE Water Resources Planning and Management Conf., Minneapolis.
- RIBEIRO, A.B.U., VIZZONI, E., ROLIM, F.I.B. Aplicação da Manutenção Centrada em Confiabilidade nas Usinas Hidráulicas de Furnas Centrais Elétricas S.A., Uberlândia, MG, Brasil, Outubro, 2003.

- SHEIKHI, F.A., BILLINTON, R. Generating Unit Maintenance Scheduling for Single and Two Interconnected Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-103, N. 5, p. 1038-1044. May, 1984.
- SIMONOVIC, S. Reservoir systems analysis: closing gap between theory and practice. *Journal Water Resources Planning and Management*, v. 118, n. 3, p. 262-280, 1992.
- SIQUEIRA, I.P. Otimização da Frequência da Manutenção Centrada na Confiabilidade, Uberlândia, MG, Brasil, Outubro, 2003.
- STEIN, S., MILLER, C., SCOUT, S., and WEBB, J. (2001). "Big Sandy River basin STELLA reservoir regulation model." Proc., World Water and Environmental Congress, ASCE, Orlando, Fla.
- STREMEL, J.P. Maintenance Scheduling for Generation System Planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-100, N. 3, p. 1410-1419. March, 1981.
- SUN, Y-H, YEH, W., HSU, N.S, LOUIE, P., Generalized network algorithm for water-supply-system optimization, *J. Water Res. Plan. Magt.*, 121(5), 392-398, 1995.
- TAUXE, G., INMAN, R., and MADES, D. (1980). "Multiple objectives in reservoir operation." *Water Resources Planning Management*, 106(1), 225-238.
- TERLAKY, T., Interior point methods of mathematical programming, Kluwe Academic, Dordrecht, The Netherlands, 1996.
- USACE, U.S. Army Corps of Engineers. (1997). "Engineering and design: Hydrologic engineering requirements for reservoirs." Engineer manual 1110-2-1420, Washington, D.C.

- VARVEL, K., and LANSEY, K. (2002). "Simulation surface water flow on the upper Rio Grande using PowerSim 2001." SAHRA-NSF Science and Technology Center for Sustainability of Semi-Arid Hydrology and Riparian Areas, Second Annual Meeting, University of Arizona, Tucson, Ariz.
- WURBS, R. A. Reservoir-System Simulation and Optimization Models, *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, v.119, n.4, p.455-472, 1993.
- YAMAYEE, Z.A. Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey, and Interface with Overall Operations Scheduling. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-101, N. 8, p. 2770-2779. August, 1982.
- YAMATEE, Z., SIDENBLAD, K., YOSHIMURA, M. A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS.-102, N. 2, p. 330-338. February, 1983.
- YEH, W. (1985). "Reservoir management and operations models: A state-of-the-art review." *Water Resources Research*, 21(12), 1797-1818.
- YELLEN, J., AL-KHAMIS, T.M., VEMURI, S., LEMONIDIS, L. A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, N. 2, p. 726-733. May, 1992.
- ZAGONA, E., FULP, T., GORANFLO, H.M., and SHANE, R. (1998). "RiverWare: A general river and reservoir modeling environment." Proc., First Federal Interagency Hydrologic Modeling Conf., Las Vegas, 113-120.
- ZURN, H.H., QUINTANA, V.H. Generator Maintenance Scheduling Via Successive Approximations Dynamic Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-94, N. 2, p. 665-671. March/April, 1975.

Apêndice

Gráficos dos resultados obtidos

Vazões turbinadas, vertidas, volumes, incrementais e energia gerada

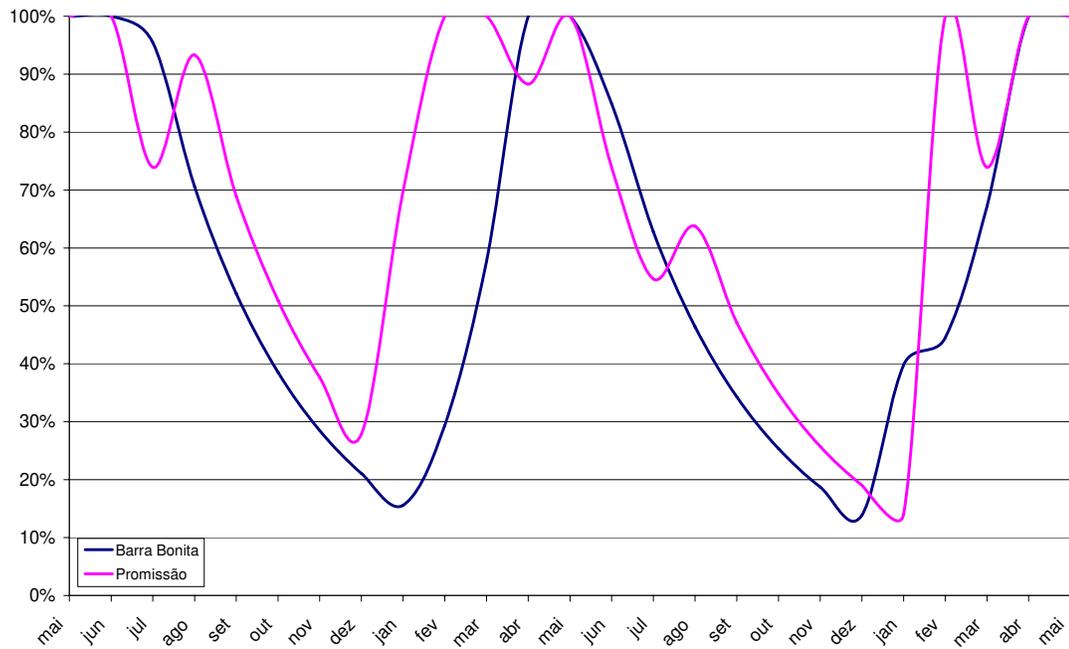


Figura 1.A – Variação percentual do volume das usinas com capacidade de regularização de vazão do rio Tietê na série MLT

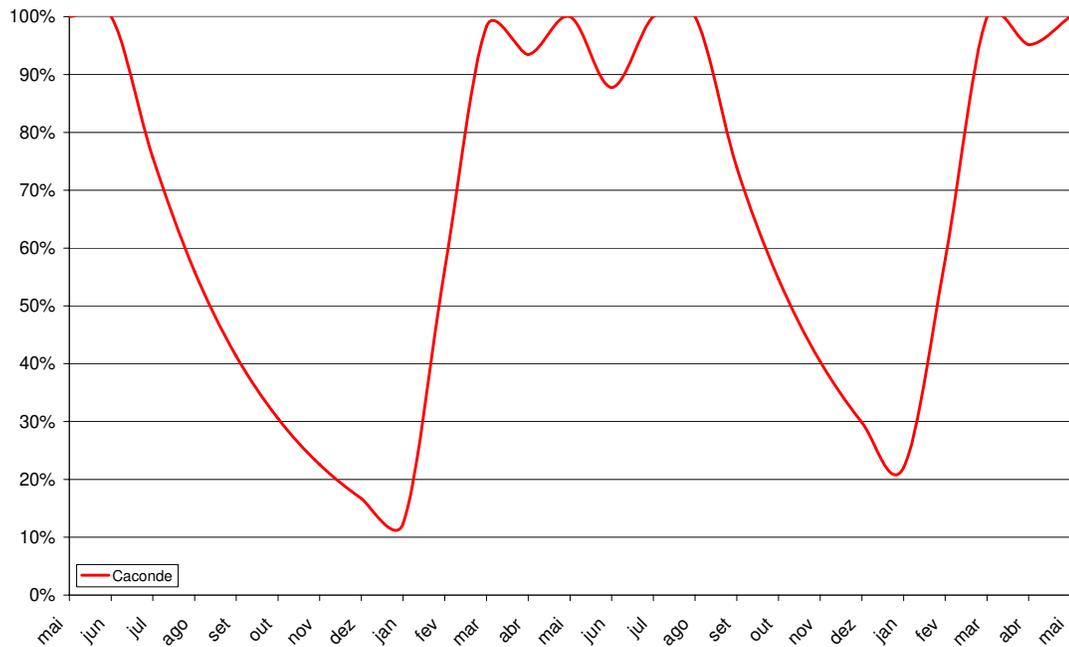


Figura 2.A – Variação percentual do volume das usinas com capacidade de regularização de vazão do rio Pardo na série MLT

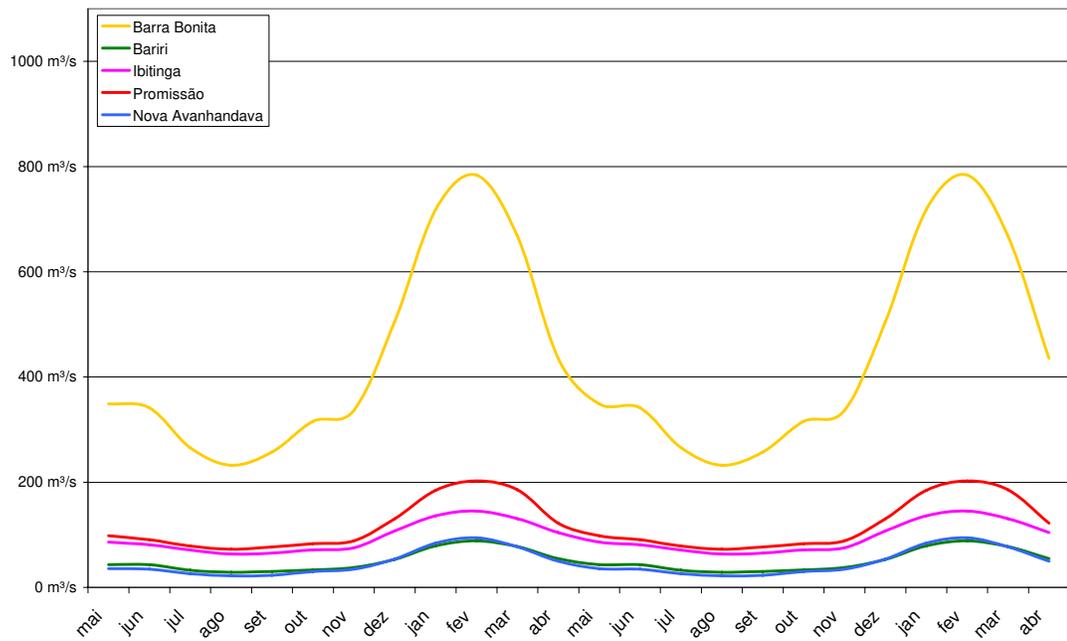


Figura 3.A – Vazões incrementais da bacia do rio Tietê na série MLT

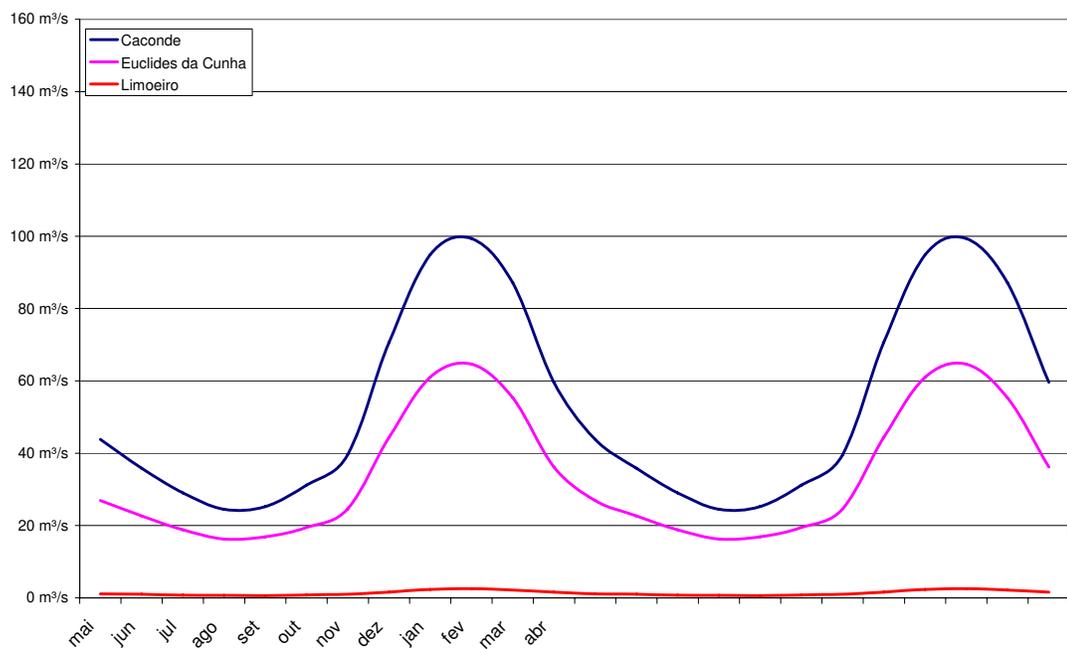


Figura 4.A – Vazões incrementais da bacia do rio Pardo na série MLT

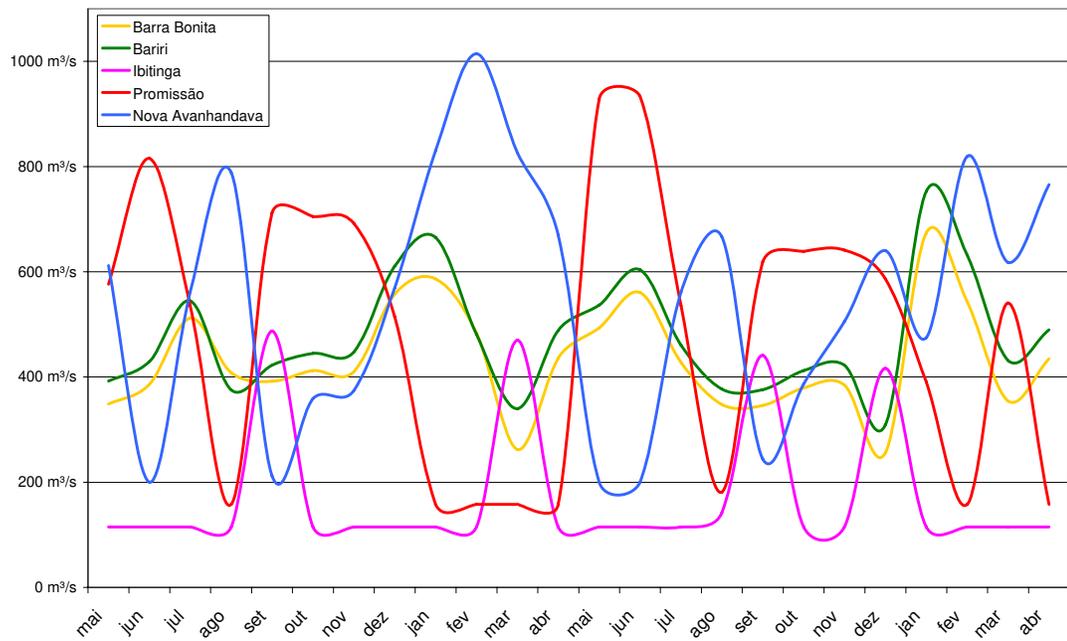


Figura 5.A – Vazões turbinadas nas usinas da bacia do rio Tietê na série MLT

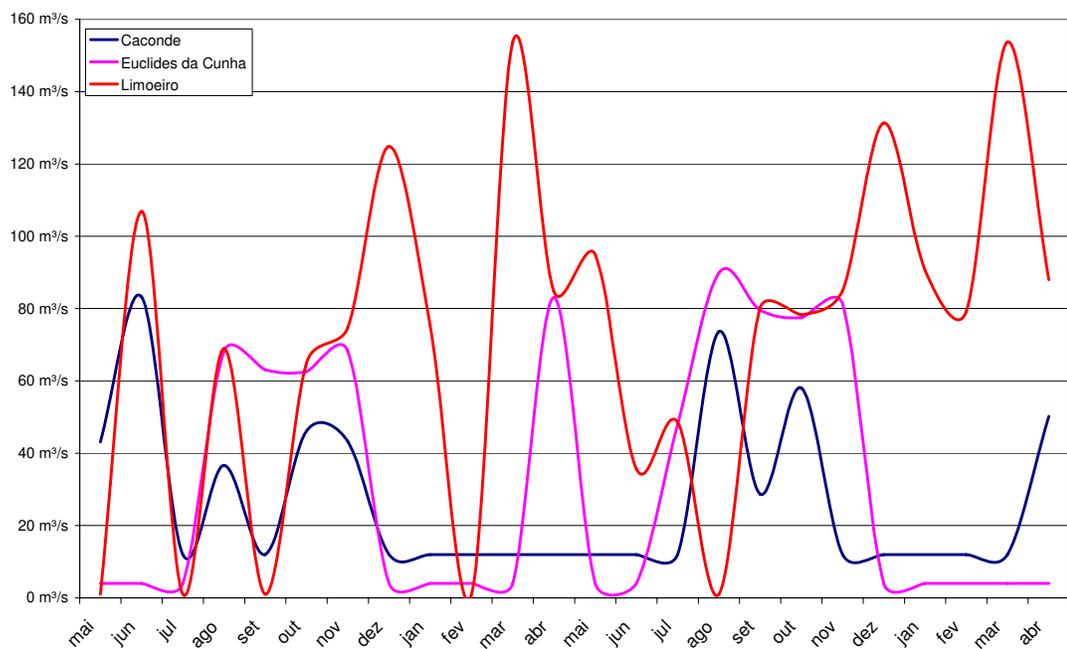


Figura 6.A – Vazões turbinadas nas usinas da bacia do rio Pardo na série MLT

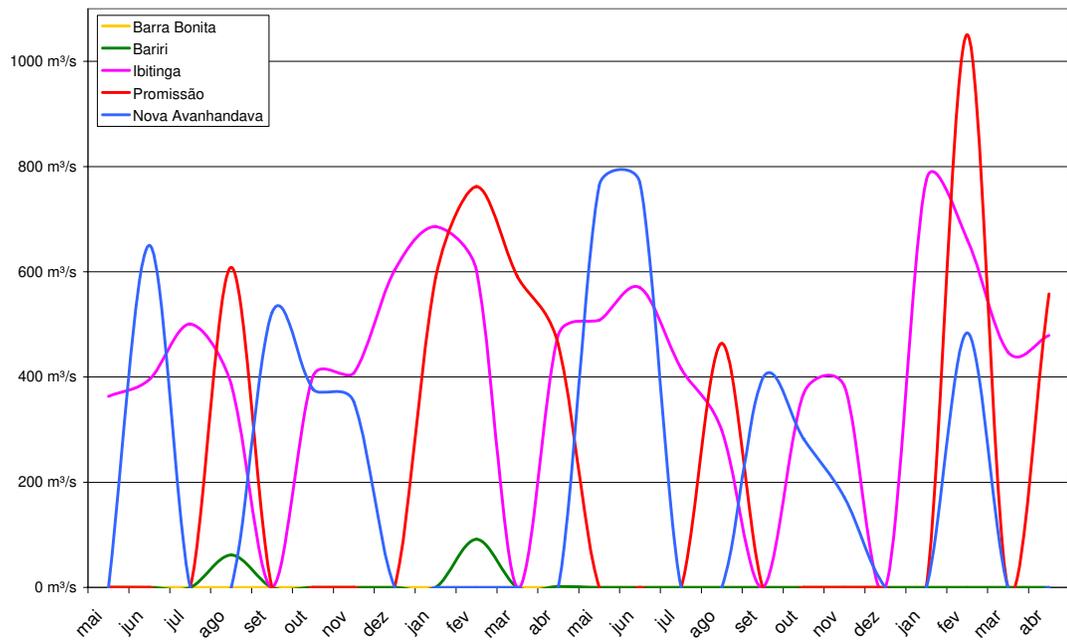


Figura 7.A – Vazões vertidas nas usinas da bacia do rio Tietê na série MLT

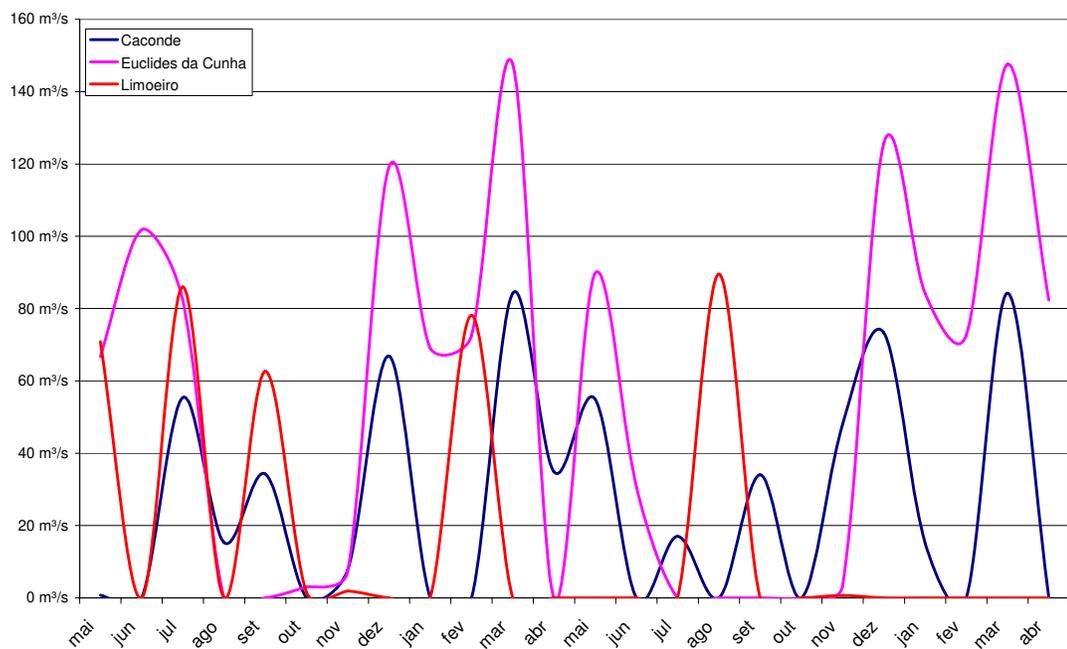


Figura 8.A – Vazões vertidas nas usinas da bacia do rio Pardo na série MLT

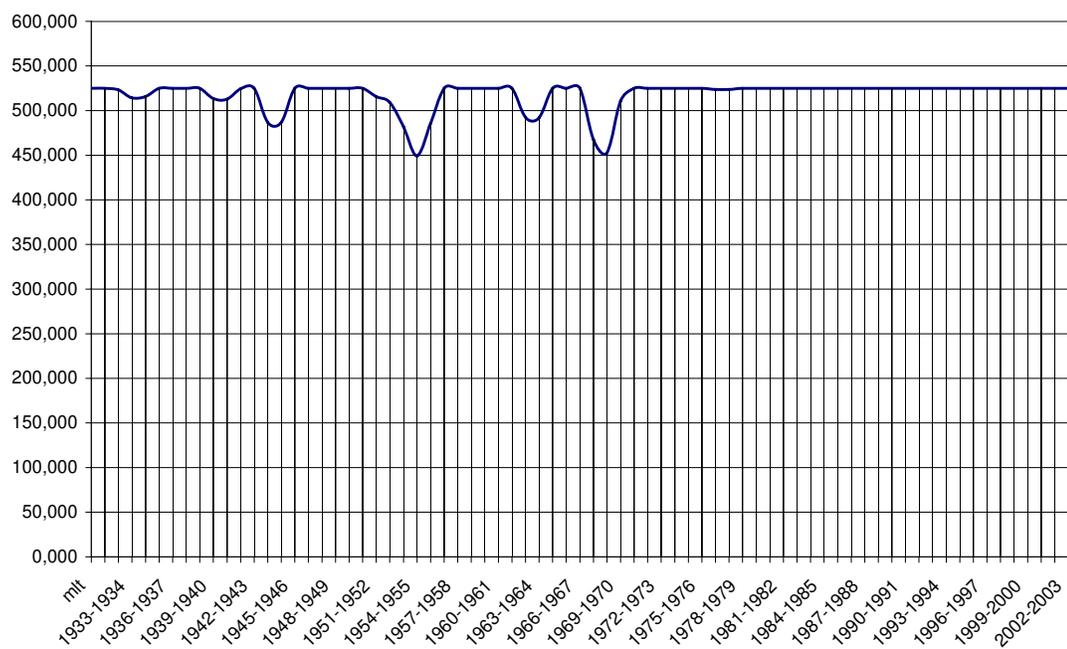


Figura 9.A – Energia gerada

Da figura 4.17 observa-se que em 73% dos períodos gerado o da energia assegurada, em casos extremos como o de 1954-1955 e 1968-1969 obteve-se 86% da energia assegurada.