USP

Campus de São Carlos

AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO OTIMIZADA DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Autor: Renato Mendes da Silva

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

Renato Mendes da Silva

Serviço de Pós-Graduação EESC/USP
EXEMPLAR REVISADO
Data de entrada no Serviço: 11 / 02 / 04
Ass.: Leandro Corioli

AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO OTIMIZADA DE USINAS HIDRELÉTRICAS

DEDALUS - Acervo - EESC
31100047222

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

EESC-USP
Biblioteca
CAMPUS DE S. CARLOS

São Carlos

Dezembro - 2003

Class. TESE EESC
Cutt. 5372
Tombo T076/04
Sysno 1349489

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

S586a

Silva, Renato Mendes da
Avaliação da operação otimizada de usinas hidrelétricas / Renato Mendes da Silva. -- São Carlos, 2003.

Dissertação(Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos-Universidade de São Paulo, 2003.
Área: Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro.

1. Operação otimizada. 2. Planejamento da operação. 3. Sistemas hidrotérmicos de potência. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RENATO MENDES DA SILVA**

Dissertação defendida e julgada em 12-12-2003 perante a Comissão Julgadora:

APROVADO

Prof. Dr. **ADRIANO ALBER DE FRANÇA MENDES CARNEIRO (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO.

Prof. Assoc. **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Eng. **JOSÉ ROBERTO DE ANDRADE CHAVES**
(Duke-energy)

P/ Prof. Assoc. **MURILO ARAUJO ROMERO**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

Profa. Assoc. **MARIA DO CARMO CALIJURI**
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

A meu pai, Prof. Orivaldo Mendes da Silva, o qual dedicou sua vida à carreira e à família como ninguém, partindo deste mundo como um vencedor. Que Deus lhe ilumine nesta sua nova jornada! Até um dia!

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela força e inspiração que tenho para viver cada dia desta jornada.

Ao Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro, pela paciência, dedicação e amizade demonstrados durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, pelo pronto atendimento às minhas necessidades e dúvidas.

Aos amigos da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A., pelo apoio total ao trabalho, e pela compreensão de minhas necessidades nesta dupla jornada nas áreas profissional e acadêmica.

Ao meu pai, Prof. Orivaldo Mendes da Silva, meu maior mestre e amigo, o qual honrou sua profissão e seu papel de pai de família como poucos neste mundo, partindo mais cedo do que esperávamos, com certeza para uma nova vida repleta de paz e harmonia.

À minha mãe, Rosa Maria Ros da Silva, minha irmã, Rosane Mendes da Silva, e minha esposa, Juliana Burneiko de Godoy, pela inspiração de procurar sempre me superar em tudo que faço.

A todos aqueles, parentes, amigos e colegas, que, de uma forma ou de outra, em qualquer momento de minha vida, deram-me apoio, amizade e atenção, sem os quais com certeza eu não seria a mesma pessoa. Não preciso citar nomes, vocês sabem quem vocês são!

Muito obrigado!

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS
LISTA DE FIGURAS
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS
LISTA DE SÍMBOLOS
RESUMO
ABSTRACT

1. INTRODUÇÃO....1

2. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO MUNDO....4
2.1. Primórdios do Setor Elétrico ao Redor do Mundo....4
2.2. A Desregulamentação do Setor Elétrico....5
2.3. Setor Elétrico Brasileiro....9
2.3.1. Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro....9
2.3.2. Desregulamentação e Privatização....11
2.3.3. Os Agentes Presentes no Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro....13
2.3.3.1. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica....13
2.3.3.2. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico....14
2.3.3.3. MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica....14
2.3.3.4. Regras do MAE....16
2.4. Crise de Energia e Racionamento....16

3. MODELAGEM DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO DE POTÊNCIA....20
3.1. Usinas Hidrelétricas....21
3.1.1. Função de Geração....22
3.2. Usinas Termelétricas....28

4. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA....31
4.1. Características do Problema....31
4.2. Formulação....32
4.2.1. Equação de Balanço Hídrico e Limites Operativos....34
4.3. Etapas do Planejamento da Operação Energética....36
4.4. Modelagem Utilizada no Brasil para o Planejamento Energético....37
4.4.1. Programação Dinâmica Estocástica (PDE)....37
4.4.2. Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)....39
4.4.3. Considerações Sobre o Modelo Newave....42

5. OTIMIZAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS APLICADA AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO....43
5.1. Introdução....43
5.2. Otimização de Sistemas Hidrotérmicos de Potência – Estudo de Caso : Cascata do Rio Paranapanema....47
5.3. Levantamento das Características Básicas do Planejamento Otimizado....49
5.3.1. Estudo com Cenário Normal de Vazões – 90% da MLT....50
5.3.2. Estudo com Cenário Úmido de Vazões – 120% da MLT....54
5.3.3. Estudo com Cenário Seco de Vazões – 60% da MLT....55
5.3.4. Estudos com Series Históricas de Vazões....57
5.3.5. Considerações Sobre a Hipótese da Não Estacionariedade das Séries Históricas de Vazões....62

6. SIMULAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA....68
6.1. Regras de Operação....68
6.1.1. Regra de Operação em Paralelo....69
6.1.2. Regras de Operação Baseadas em Otimização....70
6.2. Simulação das Usinas do Paranapanema com Regras de Operação Baseadas em Otimização....72

7. CONCLUSÕES.....79

8. BIBLIOGRAFIA.....82

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Diferenças básicas entre o antigo e o atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro 13
Tabela 3.1 - Produtibilidade específica das usinas do rio Paranapanema 26
Tabela 4.1 - Maldição da dimensionalidade na PDE 39
Tabela 5.1 - Efeito cota para os principais reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro 44
Tabela 5.2 - Potências Instaladas das usinas da cascata do rio Paranapanema 47
Tabela 5.3 - Características das usinas a reservatório do rio Paranapanema 48
Tabela 5.4 - Vazões naturais da usina de Jurumirim 49
Tabela 5.5 - Vazões naturais da usina de Chavantes 50
Tabela 5.6 - Vazões naturais da usina de Capivara 50
Tabela 6.1 - Vazões naturais verificadas 73
Tabela 6.2 - Dados de geração verificada das usinas do rio Paranapanema 73
Tabela 6.3 - Restrições de operação verificadas 74
Tabela 6.4 - Níveis dos reservatórios no final do mês de abril de 1999 74
Tabela 6.5 - Dados simulados de geração – MWmédio 76
Tabela 6.6 - Geração total por usina durante o período de estudo 77
Tabela 6.7 - Níveis dos reservatórios em agosto de 2002 78
Tabela 6.8 – Energias Armazenadas nos casos verificado e simulado 78

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Esquema básico de um sistema hidrotérmico de potência 20
Figura 3.2 - Esquema simplificado de uma usina hidrelétrica 21
Figura 3.3 - Função de geração da UHE Jurumirim 27
Figura 3.4 - Esquema simplificado de uma UTE a vapor 29
Figura 3.5 - Esquema simplificado de uma UTE a gás 29
Figura 3.6 - Aspecto típico da função de custo de operação de uma usina termelétrica 30
Figura 4.1 - Etapas do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência 36
Figura 4.2 - Modelos computacionais utilizados no Setor Elétrico Brasileiro, em cada etapa do planejamento da operação 37
Figura 4.3 - Aproximações lineares da função de custo futuro 40
Figura 5.1 - Trajetórias de volume (%), vazão turbinada e defluência para o estudo com 90%MLT 51
Figura 5.2 - Trajetórias de volumes, turbinagens e vazões naturais das usinas do Paranapanema 52
Figura 5.3 - Gráfico Vazão Turbinada x Vazões Naturais x Volumes para o caso 120% MLT 54
Figura 5.4 - Vertimentos na usina de Capivara no caso 120% MLT 55
Figura 5.5 - Gráfico Turbinagem x Vazões Naturais x Volumes para o caso 60% MLT 56
Figura 5.6 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1931 a 1941 .. 57
Figura 5.7 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1941 a 1951 .. 58
Figura 5.8 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1951 a 1961 .. 58
Figura 5.9 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1961 a 1970 .. 59
Figura 5.10 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1971 a 1978 61
Figura 5.11 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1978 a 1985 61

Figura 5.12 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1985 a 1994 62
Figura 5.13 - Curva de Permanência dos Níveis dos Reservatórios – Período 1931 a 1970 64
Figura 5.14 - Curva de Permanência dos Níveis dos Reservatórios – Período 1971 a 1994 64
Figura 5.15 - Comparação entre as curvas das figuras 5.13 e 5.14 65
Figura 5.16 - Curva de Permanência – Geração – Período 1931 a 1970 65
Figura 5.17 - Curva de Permanência – Geração – Período 1971 a 1994 66
Figura 5.18 - Curva de Permanência – Vazões Naturais – Período 1931 a 1970 66
Figura 5.19 - Curva de Permanência – Vazões Naturais – Período 1971 a 1994 67
Figura 6.1 - Exemplo de obtenção de regras de operação 71
Figura 6.2 – Regras de operação para os reservatórios do rio Paranapanema 72
Figura 6.3 – Trajetórias de volume verificados e simulados com regras otimizadas para as usinas a reservatório do rio Paranapanema 74
Figura 6.4 – Curva de permanência – níveis de reservatórios simulados 75
Figura 6.5– Curva de permanência – níveis de reservatórios verificados 75
Figura 6.6 - Curvas de permanência – Gerações simulada x verificada 77

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AMFORP - American & Foreign Power Company

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia

CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e de Energia Elétrica

EESC – Escola de Engenharia de São Carlos

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

kWh - Kilowatt-hora

LIGHT - Brazilian Traction, Light and Power Company

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MLT - Média de Longo Termo

MME - Ministério de Minas e Energia

MMLT - Média das Médias de Longo Termo

MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora

MWmédio - Megawatt médio

ONS - Operador Nacional do Sistema

PDDE - Programação Dinâmica Dual Estocástica

PDE - Programação Dinâmica Dual

SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

TWh - Terawatt hora

UHE - Usina hidrelétrica

UNICAMP – Universidade de Campinas

USP – Universidade de São Paulo

UTE - Usina termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

v: volume do reservatório [hm³]

$\overline{v}$: volume máximo operativo do reservatório [hm³]

$\underline{v}$: ·volume mínimo operativo do reservatório [hm³]

$vútil = (\overline{v} - \underline{v})$: volume útil do reservatório [hm³]

d: vazão descarregada pela usina (defluência) [m³/s]

u: vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) [m³/s]

s: vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento) [m³/s]

$\phi(v)$: cota de montante do reservatório (função do volume) [m]

$\theta(d)$: cota de jusante do canal de fuga (função da defluência) [m]

$hb = \left(\phi(v) - \theta(d)\right)$: altura de queda bruta [m]

g: aceleração da gravidade

h: altura de queda entre o nível de montante e de jusante

w_{esp} : peso específico da água

η: rendimento do conjunto turbina-gerador [p.u.]

pot: potência [W]

ρ : produtibilidade específica da usina $\left[{kg}/{m^2 \cdot s^2} \right]$ ou $\left[\dfrac{W}{\left({m^3}/{s} \right) \cdot m} \right]$

e_e : energia elétrica [W]

$p(v,d)$: função de geração [MW]

$\psi(.)$: função de custo de uma usina termelétrica [unidades monetárias]

G: potência gerada [W]

a, b, c: parâmetros característicos da usina térmica

$G_{\tilde{n}.hidr}$: potência gerada por fontes não hidráulicas [W]

$C(t)$: custo de operação do sistema no intervalo de tempo t

$G(t)$: geração térmica mais déficit de energia no intervalo de tempo t

$D(t)$: demanda do sistema no intervalo de tempo t

$H(t)$: geração hidrelétrica total do sistema no intervalo de tempo t

$\phi(t)$: função de geração da usina hidrelétrica i no intervalo de tempo t

$v(t)$: volume do reservatório i no intervalo de tempo t [m^3]

$u(t)$: vazão turbinada da usina i no intervalo de tempo t [m^3/s]

$s(t)$: vazão vertida da usina i no intervalo de tempo t [m^3/s]

i: índice das usinas hidrelétricas (I = total de usinas hidro)

$v_{t+1}(i)$: armazenamento final da usina i durante a etapa t

$v_t(i)$: armazenamento inicial da usina i durante a etapa t

$a_t(i)$: afluência incremental à usina i na etapa t

$u_t(i)$: vazão turbinada durante a etapa t

$s_t(i)$: vazão vertida durante a etapa t

$m \in U_i$: conjunto de usinas a montante da usina i

$\rho(i)$: coeficiente de produção da usina i $\left(MWh / hm^3\right)$

EC_i: efeito cota de usina i

$I_i(v)$: polinômio cota volume

T_i^{med}: cota média de jusante do canal de fuga

λ: fator de acoplamento – coeficiente angular da reta

RESUMO

SILVA, R.M. Avaliação da operação otimizada de usinas hidrelétricas. São Carlos, 2003. 85p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Através da análise de estudos de otimização e simulação, considerando a operação energética das usinas existentes na cascata do rio Paranapanema, situada na região sudoeste do estado de São Paulo, mostrou-se que a operação do sistema, baseada em regras de operação obtidas através da otimização da cascata, resulta em ganhos significativos de geração e de energia armazenada, proporcionando, desse modo, uma melhor utilização de recursos hidrológicos, bem como uma condição final de armazenamento mais favorável, implicando uma operação mais eficiente e confiável de todo o sistema.

Palavras-chave: Operação otimizada, planejamento da operação, sistemas hidrotérmicos de potência.

ABSTRACT

SILVA, R.M. Evaluation of the optimized operation of hydroelectric power plants. M.Sc. Dissertation - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

Through the analysis of optimization and simulation studies regarding the energy operation of the existing plants in the Paranapanema river, situated in the southwestern region of the state of São Paulo, Brazil, it was shown that the system operation, based on operation rules achieved considering the cascate optimization, yields significant gains of generation and stored energy in the system, therefore providing a better use of the available hydrologic resources, as well as a more favorable final storage level for each plant, which implies in a more efficient and reliable operation of the whole set.

Keywords: Optimized operation, operation planning, hydrothermal power systems.

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro vem sofrendo diversas mudanças em sua estrutura regulatória, num processo iniciado na década de noventa, seguindo uma tendência mundial de reestruturação do mercado de energia elétrica, a qual apregoava a introdução da competição entre empresas, em detrimento do modelo monopolista antes existente.

Com o racionamento de 2001, tais mudanças foram alvo da desconfiança da sociedade e de investidores, estes atraídos pela possibilidade de altos ganhos no mercado de curto prazo (spot), e também ganhos com a expansão do parque gerador, onde, até então, havia sido dada uma grande importância às usinas térmicas a gás natural, possibilitando retorno dos investimentos em prazos aceitáveis.

Porém, mesmo após o período de racionamento, não foi percebido um aumento imediato do consumo de energia. Na verdade, houve uma assimilação de um comportamento mais racional do consumo de eletricidade por parte da sociedade em geral, sendo este inicialmente imposto pelo governo, devido às duras metas de consumo durante o racionamento e, no final deste, devido aos sucessivos aumentos nas tarifas de energia elétrica, gerando "sobras" de energia no sistema, e, conseqüentemente, a queda dos preços de energia no mercado spot. Este fator, aliado à desvalorização do real, tornou a opção pela expansão da geração baseada em termelétricas desinteressante, a ponto de vários investidores desistirem de construir novos empreendimentos.

Atualmente, há uma grande expectativa com relação às mudanças estruturais no modelo implantado pelo governo anterior, o qual está em fase de discussão entre os agentes do setor. Uma certeza é a de que a matriz energética do setor não sofrerá grandes alterações a médio e longo prazos, ou seja, a participação da geração

termelétrica não crescerá na proporção que se imaginava antes do racionamento. Conseqüentemente, a geração hidrelétrica continuará a responder por cerca de 90% da produção de energia elétrica do Brasil.

Assim, seja qual for o cenário regulatório, o problema do planejamento da operação permanece tendo por objetivos a otimização de recursos hidrelétricos disponíveis, minimizando, na medida do possível, a geração termelétrica e, naturalmente, a possibilidade de ocorrência de déficits futuros de energia elétrica.

O presente trabalho tem por objetivo o estudo da aplicação de técnicas de otimização no planejamento da operação, através da utilização de ferramentas computacionais de otimização e simulação de usinas individualizadas. O sistema escolhido para análise é formado pelas principais usinas hidrelétricas existentes na cascata do rio Paranapanema, a saber, Jurumirim (Armando Avellanal Laydner), Chavantes, Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez), Canoas II, Canoas I, Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie), Taquaruçu (Escola Politécnica) e Rosana[1].

Para o levantamento das principais características operativas das usinas estudadas, foram realizados testes de otimização da cascata, considerando cenários de vazões baseados na média de longo termo (MLT) de cada usina, além do cenário considerando as vazões do histórico. Desse modo, foi possível a obtenção não só de um bom conhecimento acerca da operação das usinas, mas também das principais características da bacia do rio Paranapanema, como, por exemplo, a influência de uma grande vazão incremental oriunda do rio Tibagi, observada a partir da usina de Capivara.

Tendo em vista as características operativas observadas nos testes de otimização, pôde-se, então, analisar o sistema em condições mais próximas da realidade. Para tanto, recorre-se geralmente a programas de simulação, os quais operam de acordo com regras de operação pré-definidas. No caso do presente trabalho, as regras utilizadas são baseadas na otimização da cascata.

Assim, foi feita a avaliação da eficácia da metodologia aplicada, através da comparação entre os resultados obtidos na simulação com regras baseadas em otimização com os dados verificados na operação real das usinas durante o período de maio de 1999 a agosto de 2002.

---

[1] Seguindo a mesma ordem na qual tais usinas aparecem na cascata.

Desse modo, a dissertação está dividida da seguinte forma: o capítulo 2 contém uma visão geral das mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro, a qual foi uma das primeiras motivações do trabalho. Tais mudanças estão sujeitas, em grande parte, a decisões políticas, e causam maior impacto no funcionamento comercial do setor. Já os aspectos operativos do planejamento da operação, apesar de poderem sofrer alguma influência de tais decisões, estão mais sujeitos a questões de ordem técnica, de caráter mais permanente. Dessa forma, optou-se pela linha de estudo contida nesta dissertação. Além disso, há atualmente no setor elétrico brasileiro um certo grau de competição entre os agentes, oriundo da privatização ocorrida no governo anterior, gerando a busca pela maior eficiência operativa possível. Portanto, tais fatores corroboram com a importância dos estudos e análises feitas nos capítulos seguintes.

O capítulo 3 trata da modelagem clássica das usinas hidro e termelétricas, para o problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. A formulação propriamente dita do problema está descrita no capítulo 4, bem como a apresentação de algumas técnicas comumente utilizadas no planejamento energético, como a Programação Dinâmica Dual Estocástica, filosofia atualmente em voga no setor. Entretanto, a maior ênfase é dada ao caráter não linear do problema, de acordo com o paradigma de otimização empregado nos aplicativos utilizados na obtenção dos resultados aqui analisados.

Os capítulos 5 e 6 discorrem sobre os testes realizados e os resultados obtidos, sendo que o primeiro trata do estudo da otimização do sistema Paranapanema, e do levantamento das principais características operativas de suas usinas. Já o segundo tem por objetivo a analise da aplicação das regras de operação baseadas em otimização, e a comparação de tais resultados com a operação realizada na cascata no período de maio de 1999 a agosto de 2002, conforme mencionado anteriormente.

Finalmente, tem-se a conclusão do estudo no capítulo 7, a qual ressalta a relevância da utilização das técnicas aqui empregadas, tanto para o levantamento das características operativas de um conjunto de usinas em cascata, quanto para o planejamento de sua operação, além da proposta de algumas sugestões de estudos futuros.

2. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO MUNDO

2.1. Primórdios do Setor Elétrico ao Redor do Mundo

De um modo geral, o surgimento dos sistemas elétricos de potência obedeceu a um modelo no qual unidades geradoras isoladas, servindo áreas geográficas limitadas, operavam sob a jurisdição de governos municipais. Grandes consumidores de energia elétrica, tais como indústrias, produziam sua própria eletricidade.

O desenvolvimento da tecnologia em tensão alternada permitiu que as companhias de eletricidade atendessem áreas bem maiores. Foram então percebidos dois fatos interessantes [1]:

- Servindo diversos tipos de carga, tais como rural, urbana, residencial, industrial, hospitalares, seria possível a venda de mais eletricidade oriunda de uma mesma máquina, pois os diferentes grupos de consumidores solicitavam energia em períodos diferentes do dia, semana e ano;
- Quanto mais as usinas das empresas geradoras cresciam, menores se tornavam os custos de produção, no caso de usinas térmicas convencionais.

Dessa forma, no caso de uma empresa de geração que possua usinas térmicas, operando os maiores geradores possíveis em carga máxima, poderiam produzir energia a um custo menor do que comparado a vários geradores pequenos competindo entre si. Assim, percebeu-se que a geração de energia elétrica constituía-se de uma espécie de monopólio natural. Uma rede de distribuição que servisse todos

os consumidores teria, portanto, custos mais baixos por consumidor do que várias redes multiplicadas, cada qual servindo um consumidor apenas.

Através de comissões públicas de eletricidade, os estados concediam monopólios territoriais para as concessionárias, de maneira que cada uma pudesse alcançar máxima demanda com o mínimo custo. A fim de se assegurar que os interesses públicos ficassem resguardados, os órgãos reguladores limitavam os lucros das concessionárias. Assim foi criada a regulamentação do setor elétrico.

Com o advento da regulamentação, houve um crescimento acelerado da capacidade instalada das empresas, com a construção de usinas maiores, acompanhado de um aumento de confiabilidade na geração, queda dos custos de produção e das tarifas de energia elétrica. Porém, um nível de saturação foi atingido, quando o aparecimento de novas usinas não mais significava queda de custos.

2.2. A Desregulamentação do Setor Elétrico

A partir dos anos 70, quando o desenvolvimento de setores como telecomunicações, transportes e gás foi comum em muitas das principais economias mundiais, a pressão por uma reestruturação da indústria energética, devido ao desgaste do antigo modelo, ficou evidenciada. O movimento geral em favor de tais mudanças, que acarretaria na chamada *desregulamentação* do setor elétrico, foi iniciado nos Estados Unidos, reivindicando duas reformas básicas: a introdução de um ambiente competitivo no mercado de energia elétrica e, ainda, a imposição de preços que refletissem realmente os custos do sistema, de acordo com sua utilização através do tempo. Com isso, pretendia-se obter vantagens como redução de tarifas de energia e ganhos de longo prazo em eficiência [1].

Desde a década de oitenta, diversas nações começaram a elaborar leis e medidas, com a finalidade de se realizar a abertura de seus mercados de energia para a livre competição. Como pioneiras, temos Chile (1982), Inglaterra e País de Gales (1990), e Noruega (1990). O Chile empreendeu um audacioso plano de reestruturação, o que motivou iniciativas similares em outras nações latino-americanas, tais como Argentina (1992) e Brasil (1995). [2]

Em linhas gerais, a reestruturação do setor elétrico consiste em substituir uma estrutura de mercado que cerceava as operações das empresas, o monopólio natural, por outra que procura recompensar a eficiência do processo com lucros maiores.

As estruturas propostas para a nova indústria de eletricidade são as seguintes [1]:

- Abertura do mercado de energia elétrica;
- Desverticalização das empresas de eletricidade;
- Acesso livre à rede de transmissão;
- Imposição de preços que reflitam os custos reais de operação do sistema.

Pretensamente, o principal ponto da reestruturação é a combinação de lucros maiores e preços menores, resultantes da abertura do mercado de energia para um modelo competitivo. Para que isso ocorra, um requisito essencial é que o acesso a esse mercado seja garantido tanto a grandes e consolidados produtores, quanto aos novos investidores, de modo que esse acesso atenda a padrões mínimos financeiros e técnicos.

O segundo passo importante na liberação do comércio de eletricidade é a abertura de mercados de varejo (ou mercados "spot"), onde consumidores podem comprar energia de produtores concorrentes.

O terceiro elemento da reestruturação, livre acesso à rede de transmissão para todos os produtores, é uma condição necessária para o funcionamento desse mercado de energia. Na maioria dos casos, as empresas de transmissão mantêm o monopólio e são regulamentadas, recebendo pagamentos relacionados ao uso da rede..

Com essa filosofia de mercado, houve uma redefinição do que são obrigações, papéis a serem desempenhados, e práticas dos participantes tradicionais do setor elétrico: o regulador, as empresas de geração, as empresas de transmissão e as de distribuição.

Em um ambiente de monopólio, o regulador age como intervencionista, zelando pelos interesses públicos. Já em um ambiente de livre competição, os reguladores participam na escolha das estruturas do mercado, tendo como tarefas: a

criação de regras de participação dos agentes, definição de responsabilidades, riscos e direitos dos participantes do mercado, imposição de limites nas partes ainda regulamentadas do setor, e a imposição de medidas transitórias durante o período de adaptação. Um papel comum dos reguladores é o de monitorar os lucros das empresas para assegurar que os consumidores não estão sendo expostos a preços abusivos.

Algumas das responsabilidades tradicionais das concessionárias passam para outras entidades ou são removidas [1]. Por exemplo, a obrigação de planejar o sistema, isto é, de cuidar da expansão adequada do sistema, está sendo assumida por entidades separadas ou tem desaparecido, devido à esperança desta ser substituída pela força do mercado, pois muitos acreditam que esta pode, por si só, estimular investimentos em produção e transporte de energia.

Aparentemente, os negócios referentes à transmissão de energia são os menos afetados pela reestruturação. Na verdade, na maioria dos casos, tal mudança acaba por reduzir o escopo das atividades geralmente desempenhadas por empresas desses ramos, para basicamente construção e manutenção da rede.

Supostamente, algumas das vantagens a serem obtidas com a reestruturação, podem ser descritas como sendo[2]:

- Redução de preços de energia elétrica;
- Ganhos de eficiência em longo prazo;
- Entrada de investimentos de capital privado;
- Para as empresas, aumento do lucro obtido, de acordo com o aumento da eficiência.

Em alguns países, principalmente os subdesenvolvidos, além da desregulamentação, muitas empresas também foram, ou têm sido privatizadas. Algumas razões alegadas para tanto são:

- Aumento de receitas para os Estados, devido à venda de ativos;

[2] Em vários países, tais vantagens não se verificam. No Brasil, por exemplo, as tarifas de energia elétrica têm sofrido sucessivos aumentos, além do setor estar passando por uma grave crise estrutural. Maiores informações sobre o setor elétrico no Brasil serão dadas no decorrer do texto.

- Obtenção de capital privado para promoção do desenvolvimento do setor;
- Melhor desempenho na gestão das empresas;
- Redução de tarifas através de ganhos de eficiência;
- Redução da freqüência de ocorrências relacionadas a interrupções de fornecimento.

Porém, reestruturação não significa necessariamente privatização[3]. Como um exemplo dessa premissa, tem-se o caso da Noruega, onde a propriedade pública estatal na geração de energia elétrica detém cerca de 80% do mercado local [3].

A competição no setor elétrico foi introduzida no país em 1991, através de reformas que visavam à redução de diferenças regionais no preço da energia elétrica, promovendo-se eficiência operacional nas atividades de geração e distribuição. Houve ainda a desverticalização da concessionária pública Statkraft, sendo criada então a empresa de transmissão Statnett SF, mantendo-se em ambas o capital estatal. Além disso, todas as redes de transmissão norueguesas foram abertas ao livre acesso, e a desverticalização estendida às demais empresas integradas existentes na época [3, 4, 5].

Assim, a reforma do setor elétrico norueguês preservou algumas características anteriores do sistema, tais como:

- A estrutura da propriedade não foi afetada, ou seja, a maior parte do sistema elétrico permaneceu no domínio público, ou seja, estatal, federal ou municipal;
- Não houve alteração nas regras de concessão, desfavorecendo categoricamente a transferência da propriedade pública para a privada;
- Não houve a separação organizacional das atividades da rede elétrica daquelas de produção e comercialização nos níveis regional e municipal;
- O regime de comercialização internacional baseado em licenças para acordos de longo prazo foi mantido;

---

[3] Isso se verifica em muitos países desenvolvidos, como os citados no texto, onde há recursos públicos disponíveis para investimento no setor energético.

- Não houve revisão dos contratos especiais de longo prazo para consumidores eletrointensivos.

Interessante ilustrar ainda que, em 1996, foi criado o Nord Pool, mercado comum de energia elétrica atualmente abrangendo, além da Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca, controlado pelas empresas de transmissão estatais Statnett SF e a sueca Svenska Kraftnat.

No Canadá, maior produtor de energia hidrelétrica em 2000 [6], totalizando 567.1 bilhões de KWh, as províncias de Manitoba, Quebec e British Columbia, muito embora as duas últimas permitam o livre acesso às suas redes de transmissão, em razão da existência de acordos comerciais com os Estados Unidos, não possuem planos para a privatização de suas empresas de energia elétrica. Além disso, muitas dessas empresas são ainda verticalizadas, isto é, exploram atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Com um parque gerador formado por 60% de usinas hidroelétricas, a vantagem competitiva de tal tipo de geração permite a exportação de cerca de 10% da energia produzida para os Estados Unidos.

2.3. Setor Elétrico Brasileiro

2.3.1. Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro

A primeira utilização da eletricidade no Brasil, para fins de atendimento à população, data do ano de 1879, com a iluminação da Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro, através do imperador D. Pedro II, o qual introduziu no país algumas das invenções do americano Thomas Edson [7].

Durante o período da Primeira República, de 1889 a 1930, numerosas concessionárias se formaram, boa parte delas em função de serviços de tração elétrica e iluminação pública. O sistema era ainda caracterizado por redes pequenas, não interconectadas, basicamente ligando fontes de geração a centros de consumo. Não havia intervenção do estado na produção e distribuição de energia, nem legislação

específica para o setor. Assim, as empresas recebiam concessões de funcionamento e de exploração de potenciais hidráulicos, no caso da geração de energia.

Duas gigantes multinacionais despontaram na época: a canadense Brazilian Traction, Light and Power Company, conhecida como LIGHT, atuando principalmente no eixo Rio - São Paulo, e a norte-americana American & Foreign Power Company (AMFORP), empresa que entrou no Brasil no ano de 1924, através da aquisição de pequenas companhias no interior paulista, consolidando-se posteriormente devido sua atuação em várias capitais de estados das regiões Nordeste e Sul.

Cabe ressaltar que essas multinacionais procuraram investir em mercados lucrativos, daí a coexistência destas com pequenas geradoras, as quais atuavam em mercados considerados pouco interessantes pelas estrangeiras.

Como proteção à desvalorização da moeda nacional, havia a chamada *cláusula-ouro* nos contratos de concessão das multinacionais, a qual dizia que tais empresas tinham o direito de corrigir suas tarifas e receber o equivalente em ouro. Configurava-se, então, um cenário extremamente favorável para as duas estrangeiras, pois podiam utilizar água à vontade, produzir energia onde e quanto quisessem, cobrar o preço que achassem necessário e ter proteção cambial.

A primeira tentativa de regulamentar as atividades das empresas de energia elétrica aconteceu em 1934, com a aprovação do Código de Águas. Originalmente, tal código havia sido enviado ao congresso em 1907, ficando engavetado até a data de sua aprovação devido ao forte lobby das multinacionais. Dentre as modificações introduzidas pelo código, destacam-se: a mudança de propriedade dos rios, os quais deixavam de pertencer ao dono do local onde os mesmos corriam, passando a ser pertencentes a municípios, estados ou mesmo à União, dependendo do caso; a determinação do uso dos rios para abastecimento da população como atividade prioritária; a transferência de propriedade de quedas d'água e potenciais hidrelétricos para a nação, tornando assim o aproveitamento desses últimos dependente de autorização ou concessão; e a regulação de tarifas, passando a ser fixadas de acordo com os custos de operação da empresa e o valor histórico dos investimentos.

Com a dificuldade e demora de consolidação de tais regras, ficou ainda mais claro o fato de que LIGHT e AMFORP procuravam investir onde houvesse maiores

garantias de retorno, além de remeterem boa parte dos lucros para as matrizes no exterior. Conclui-se, então, que os investimentos dessas empresas tornaram-se insuficientes, resultando, juntamente com a ocorrência de anos hidrológicos secos, no famoso racionamento de energia ocorrido na década de 50.

Após a inauguração da Usina de Paulo Afonso em 1955, construída pela CHESF, e a criação de Furnas, em 1957, o governo passou a desenvolver o setor em um ritmo compatível com as necessidades do país.

As antigas empresas privadas foram então adquiridas e passaram à condição de subsidiárias da ELETROBRÁS, empresa criada em 1962, apesar de prevista em legislação desde 1954.

Neste modelo, o Setor Elétrico Brasileiro era controlado pelo Governo Federal e regulamentado pelo Departamento Nacional de Águas e de Energia Elétrica - DNAEE, o qual tinha a função básica de estabelecer as condições técnicas e financeiras para a prestação dos serviços públicos de energia elétrica. O Governo Federal é acionista majoritário da ELETROBRÁS, uma *holding company*[4], com funções de coordenação do planejamento e da operação, captação e aplicação de recursos para financiar as atividades do setor.

A estrutura do setor foi consolidada no início da década de 70, onde o Governo Federal era responsável pela construção e operação da geração, como também pela transmissão de energia elétrica, enquanto os governos estaduais tinham a responsabilidade da distribuição dentro do seu território. Os estados com maior poder econômico, como, por exemplo, São Paulo, Minas Gerais, Paraná, etc., adquiriram empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de construírem usinas.

2.3.2. Desregulamentação e Privatização

No Brasil, a idéia de reestruturação teve início a partir da promulgação da Constituição de 1988, a qual determinou a extinção a curto e médio prazo do imposto único sobre energia elétrica e do empréstimo compulsório da ELETROBRÁS, os

[4] Uma empresa é considerada uma *holding* quando coordena as demais empresas de um grupo, procurando manter, de certa forma, a autonomia de cada uma delas.

quais haviam alavancado o desenvolvimento do setor elétrico nacional das décadas de 50 a 70.

O passo significativo para a reestruturação do setor elétrico nacional é a Lei 8.631/93, a qual extinguiu o regime de remuneração garantida, estabeleceu regras para a fixação de níveis de tarifas, estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia, contendo quantidade, preços e intercâmbios de energia. Essa lei abriu espaço para todo o processo que se seguiu depois, tais como: Produtor Independente de Energia, SINTREL[5] e a segregação dos custos de produção e transmissão nas grandes geradoras nacionais.

A partir de então seriam criadas condições para que o capital privado pudesse assumir importante papel na expansão do setor elétrico.

O Decreto 1.481/95 inclui as empresas de geração estatais no Programa Nacional de Desestatização. Com a promulgação da Lei 9.648/98, foram criadas condições para a cisão e venda dessas empresas, subsidiárias da ELETROBRÁS, foram definidas as figuras do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), o que assegurou uma nova funcionalidade ao setor, contendo assim redefinições importantes tanto na gestão de mercado como nos mecanismos para a comercialização de energia.

Em linhas gerais, a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro ocorreu tendo como principais objetivos garantir a competitividade, eficiência, o pleno e confiável atendimento da demanda, estabilidade das regras de mercado, racionalização adequada de oferta e demanda, assegurar a boa capacidade de investimento do setor, respeito às leis de proteção ambiental, fortalecimento do Estado no papel de regulador e fiscalizador do processo, via ANEEL, e a participação da iniciativa privada, oferecendo aos consumidores qualidade e preço compatível.

Comparando o modelo antigo com o atual modelo do setor, nota-se algumas diferenças, tais como as apresentadas na Tabela 2.1:

---

[5] Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, composto pelos sistemas de transmissão das empresas controladas pela ELETROBRÁS, os quais integram a malha básica do Sistema Interligado Nacional.

Modelo Antigo	Modelo Atual
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Monopólios com competição inexistente	Livre concorrência - competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores Livres
Preços regulados pelo DNAEE	Preços livremente negociados

Tabela 2.1 - Diferenças básicas entre o antigo e o atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro [8]

2.3.3. Os Agentes Presentes no Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Dentro da filosofia apresentada, o sistema brasileiro apresenta os seguintes agentes:

2.3.3.1. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi instituída em 1996, através da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996. A ANEEL tem como atribuições: regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, defendendo os interesses do consumidor; mediar os conflitos de interesses entre agentes do setor elétrico e consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços [8].

A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com o equilíbrio entre os agentes, em benefício da sociedade.

Atualmente, a ANEEL passou a assumir ainda a regulamentação do MAE, sendo esse não mais um ambiente virtual de negociação no setor, e sim pessoa jurídica.

2.3.3.2. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS é uma associação civil, criada em 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. Seus integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo, ainda, o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que entrem em conflito com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

Quanto à sua base legal, o ONS foi criado pela Lei 9648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto 2655, de 2 de julho de 1998, e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução n° 351 da ANEEL, de 11 de novembro de 1998 [9].

A missão do ONS é a de executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de eletricidade nos sistemas interligados, de forma a assegurar a qualidade, a confiabilidade, a segurança e a otimização de custos do sistema interligado, além ser também responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de livre acesso à rede básica.

As atividades desempenhadas pelo ONS afetam diretamente a qualidade e o preço do suprimento de eletricidade no sistema, e têm a intenção de produzir benefícios para todos os agentes setoriais, conseqüentemente tendo efeitos sobre os consumidores de um modo geral.

2.3.3.3. Mercado Atacadista de Energia

O MAE era um ambiente virtual de negociação, através do qual seriam realizadas as atividades de compra e venda de energia elétrica, tanto por meio de contratos bilaterais, quanto por meio de negociações em curto prazo (mercado *spot*).

A administração e a operação do MAE eram feitas por uma empresa, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE),

uma sociedade civil de direito privado sem fins lucrativos, criada e mantida pelos agentes do mercado, ou seja, as empresas de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A partir da adoção da Medida Provisória nº 29, de 07/02/2002, e da posterior promulgação da Lei nº 10433, de 24/04/2002, foi autorizada a criação do MAE, agora como pessoa jurídica, de direito privado, sem fins lucrativos, submetido à autorização, regulamentação e fiscalização pela ANEEL, substituindo, portanto a antiga estrutura da ASMAE.

O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do mercado, incluindo atividades contábeis, financeiras e operacionais. É no MAE que são processadas as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica, através de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos subsistemas interligados.

Entretanto, cabe lembrar que o MAE apenas viabiliza transações de compra e venda de energia entre os agentes do mercado.

As responsabilidades assumidas pelo MAE são as seguintes [10]:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE, que tenha por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no mercado de curto prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas no âmbito do MAE;
- Assegurar aos agentes de mercado o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações;
- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos Agentes, referentes às atividades desenvolvidas no âmbito do MAE;
- Elaborar a proposta de orçamento anual para o seu funcionamento, efetuando seu gerenciamento e a respectiva prestação de contas ao Conselho de Administração;

- Executar as atividades de apoio às reuniões do Conselho de Administração e às sessões da Assembléia Geral do MAE, implementando suas deliberações;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado.

2.3.3.4. Regras do MAE

Em vigor desde setembro de 2000, as regras do MAE foram idealizadas com o objetivo de estabelecer a funcionalidade comercial básica do mercado spot de energia elétrica, fazendo uso de um conjunto de dados definidos para, a partir destes, chegar ao preço da energia elétrica e remunerações diversas (uso da rede básica, serviços ancilares, etc.). Os mecanismos detalhados que dão origem aos dados, tais como o processo através do qual são medidos os dados e calculados os custos de oferta das usinas termoelétricas, são definidos em documentos denominados Procedimentos de Mercado.

Nas Regras do MAE, estão descritos tópicos e procedimentos como os seguintes [11]:

- Dados de entrada necessários para a operação do MAE;
- Formação de Preço do MAE;
- Medição;
- Penalidades;
- Encargo de Serviços do Sistema;
- Contabilização e Liquidação;
- Interconexões internacionais, entre outros.

2.4. Crise de Energia e Racionamento

Os anos 90 reuniram todos os fatores que poderiam contribuir para o surgimento de uma crise no Setor Elétrico: a insuficiência de investimentos efetuados

nas décadas anteriores, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, o desequilíbrio entre oferta e demanda e a falta de investimentos por parte do Governo para atender à necessidade de expansão do Setor Elétrico, o qual, em média, necessitava de investimentos da ordem de R$ 6 bilhões ao ano, deixando claro a carência por estudos de alternativas que viabilizassem a referida expansão setorial [10].

Como resultado desses fatores, em 2001 consumidores dos estados das regiões Norte, Nordeste e Sudeste, principalmente estas duas últimas, sofreram com o maior racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil. A região Sul, por apresentar boas condições hidrológicas, em comparação com as demais, não entrou no programa.

Abaixo, são listadas algumas das principais causas do racionamento de energia [12]:

- De meados dos anos 90 até início do ano de 2001, houve um esvaziamento progressivo dos reservatórios, deixando o país vulnerável em caso de ocorrência de um período hidrológico desfavorável;
- Atraso e não construção de novos ativos de geração, os quais, caso fossem devidamente inseridos no sistema, levariam o nível de armazenamento das regiões SE e NE em abril de 2001 para cerca de 73%, muito provavelmente evitando o racionamento de energia;
- Ineficácia da gestão intragovernamental;
- Falhas de percepção da real gravidade do problema e de coordenação, comunicação e controle;
- Fluxo inadequado de informações entre ONS, ANEEL, Ministério das Minas e Energia (MME) e Presidência da República, etc.

Assim, gerou-se na sociedade em geral uma grande desconfiança acerca da real eficácia das medidas até então tomadas no Setor Elétrico Brasileiro.

Além disso, o funcionamento do MAE sofreu inúmeros empecilhos legais, tais como a questão do atraso no cronograma de funcionamento da usina nuclear Angra II, onde Furnas se recusou a pagar pela energia suprida então pelo mercado

Spot, o polêmico *Anexo V* [6] dos contratos iniciais, o qual, se aplicado conforme originalmente previsto, não equacionaria as exposições provocadas pelo racionamento, podendo levar diversos geradores à falência, a questão dos excedentes de Itaipu, dentre outras.

Para os investidores, tais questões, aliadas ao arcabouço regulatório no qual o modelo brasileiro de desregulamentação se transformou, geraram retração de investimentos, incluindo a retirada de novos projetos, e desconfiança em relação à capacidade do governo de gerenciar o setor de maneira eficaz.

Com a finalidade de sanar esses problemas, o governo criou, através da Resolução nº18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, o qual publicou quatro relatórios de progresso. Nos relatórios nºs 1 e 2, foram propostas trinta e três medidas, abrangendo temas como o reforço de mecanismos de mercado, aperfeiçoamento da formação de preços, estímulo à expansão da oferta, reestruturação do MAE, dentre outros.

Porém, com a mudança de governo, a maioria das propostas contidas nos relatórios da GCE não devem ser aproveitadas. Em julho de 2003, o MME publicou um documento intitulado *Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico*, contendo um plano de reformulação do modelo do setor elétrico nacional.

Alguns objetivos básicos desse novo modelo são os seguintes:

- A implantação do planejamento centralizado de longo prazo;
- Redução de custos dos financiamentos de contratos de longo prazo;
- Minoração de riscos para novos investidores;
- Modicidade tarifária;
- Universalização do fornecimento de energia elétrica.

Entretanto, o documento não traz grande parte das propostas em detalhes, sendo intenção do MME a discussão com os diversos agentes, órgãos e entidades presentes no setor, a fim de se consolidar um novo marco regulatório. Há, ainda, dúvidas quanto ao processo de transição do modelo atual para o proposto, mas

[6] Em situações de racionamento, o Anexo V rege a maneira pela qual os contratos entre geradoras e distribuidoras de energia serão reduzidos, devido à conseqüente falta de capacidade de geração das usinas. Entretanto, o Anexo V não foi suficiente para a situação de racionamento verificada em 2001.

acredita-se que este demore de três a cinco anos, tempo suficiente para a possibilidade da eleição de um novo governo, caso o atual não se reeleja, sendo perfeitamente possível uma nova reviravolta.

Dentro deste ambiente regulatório em mutação, e considerando a existência de uma certa competição no setor elétrico, torna-se mais importante ainda para cada empresa o conhecimento das características de suas usinas, procurando sempre uma maior eficiência operativa. Assim sendo, propõe-se, nos próximos capítulos, o estudo de tópicos relativos ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, enfatizando a importância da aplicação de otimização no processo. O início de tal estudo é feito no capítulo seguinte, o qual traz a formulação básica dos principais componentes contidos nestes sistemas.

3. MODELAGEM DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO DE POTÊNCIA

Um sistema hidrotérmico típico possui, em seu parque gerador, usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, estas últimas podendo ter como combustível carvão, óleo, gás natural, urânio (fissão nuclear), etc.

A transmissão da potência gerada é feita através de linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Basicamente, as linhas de transmissão são responsáveis pelo transporte de energia elétrica diretamente dos centros produtores aos centros consumidores, e as de distribuição levam a eletricidade para os consumidores finais, em tensões menores. Um esquema de um sistema hidrotérmico de potência é dado na Figura 3.1:

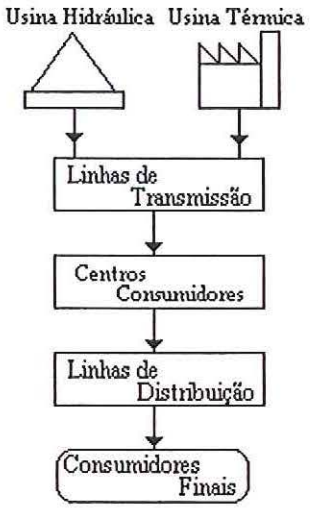

Figura 3.1 - Esquema básico de um sistema hidrotérmico de potência

A modelagem matemática dos elementos de produção de energia elétrica do sistema em questão será descrita no decorrer do capítulo.

3.1. Usinas Hidrelétricas

Com tamanho e características consideradas únicas em âmbito mundial, o sistema de produção de energia elétrica brasileiro tem a predominância de usinas hidroelétricas, as quais respondem por mais de 90% da eletricidade nacional. Dotado de grandes bacias hidrográficas, e generosa disponibilidade de recursos hídricos com capacidade de aproveitamento, estima-se que uma considerável parcela desses recursos se encontra ainda inexplorada [9, 13].

A geração hidrelétrica é baseada na transformação da energia potencial hidráulica, a qual é conseguida através do armazenamento da água dos rios em reservatórios ou lagos, a partir da construção de barragens. Esse armazenamento propicia uma diferença de nível entre o reservatório a montante, e o chamado canal de fuga, em nível inferior, ou a jusante. Essa diferença de nível é conhecida por altura de queda de um aproveitamento hidráulico. Um esquema simplificado de uma usina hidrelétrica é dado na Figura 3.2:

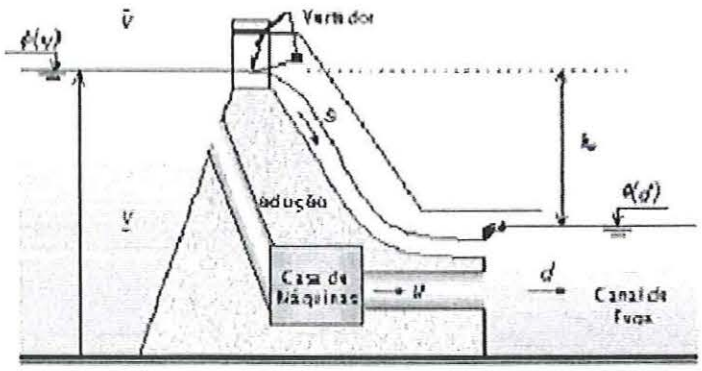

Figura 3.2 - Esquema simplificado de uma usina hidrelétrica

Através do canal de adução, a água é levada do reservatório para a casa de máquinas, onde se situa o conjunto de turbinas da usina. Assim, as pás (ou lâminas) das turbinas giram, realizando a transformação da energia cinética e da energia de

pressão dinâmica da água em energia cinética de rotação. Como há o acoplamento das turbinas a geradores de energia, estes entram então em movimento contínuo, convertendo finalmente a energia cinética em energia elétrica. Após a passagem pelas turbinas, a água é devolvida aos rios por condutos ou canais que recebem o nome de canal de fuga da usina.

Além da devolução da água via canal de fuga, há ainda a possibilidade dessa voltar ao leito do rio através de uma obra que permite o descarregamento de possíveis vazões excedentes, chamada vertedouro. A água vertida não passa pelas turbinas, ou seja, quando há a ocorrência de um vertimento, há um desperdício de energia, porém muitas vezes necessário para o controle do nível d'água nos reservatórios.

Dessa forma, têm-se as seguintes variáveis envolvidas na descrição do modelo de uma usina hidráulica:

- v : volume do reservatório [hm³] (hectômetros cúbicos);
- $\overline{v}$: volume máximo operativo do reservatório [hm³];
- $\underline{v}$: volume mínimo operativo do reservatório [hm³];
- $v_{útil} = (\overline{v} - \underline{v})$: volume útil do reservatório [hm³];
- d : vazão descarregada pela usina (defluência) [m³/s];
- u : vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) [m³/s];
- s : vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento) [m³/s];
- $\phi(v)$: cota de montante do reservatório (função do volume) [m];
- $\theta(u)$: cota de jusante do canal de fuga (função da defluência) [m];
- $h_b = (\phi(v) - \theta(d))$: altura de queda bruta [m].

Com isso, pode-se realizar o equacionamento matemático da função de geração hidráulica de uma usina hidrelétrica.

3.1.1. Função de Geração

Para que se consiga a adequada modelagem de como uma usina hidrelétrica gera a sua energia, faz-se necessário a dedução de uma função matemática que

represente, do melhor modo possível, a potência instantânea conseguida pelo aproveitamento. Tal função é conhecida por *função de produção hidráulica* ou *função de geração*. Ainda, como será mostrado no decorrer da dedução, a função de produção tem características de não-linearidade, sendo então indispensável uma atenção especial quanto ao seu uso em modelos de otimização [13].

Primeiramente, deve-se conhecer a energia potencial armazenada no reservatório. Equacionando a variação de energia potencial, tomada em relação a uma variação de massa de água no reservatório, tem-se

$$de_p = dm.g.h \quad [\mathrm{J}] \tag{3.1}$$

onde dm : variação infinitesimal da massa de água armazenada no reservatório;

g : aceleração da gravidade;

h : altura de queda entre o nível de montante e de jusante.

Convertendo a variação de massa em uma variação de volume de água:

$$w_{esp} = \frac{m}{v} \rightarrow dm = w_{esp}.dv \tag{3.2}$$

com o peso específico da água w_{esp} = 1000 kg/m³

Pode-se definir vazão como sendo a variação de volume ocorrida em um intervalo de tempo. Tornando esse intervalo infinitesimal, é possível escrever matematicamente a vazão como:

$$u = \frac{dv}{dt} \rightarrow dv = u.dt \tag{3.3}$$

Equacionadas essas grandezas, é possível escrever a equação da variação da energia potencial em função da vazão retirada do reservatório para a geração de energia da seguinte forma:

$$de_p = w_{esp}.q.dt.g.h \tag{3.4}$$

Para fins de simplificação, considerar-se-á que a usina em questão possui somente uma unidade geradora. Então, a transformação de energia potencial em energia elétrica fica sujeita também ao rendimento do processo de conversão da energia, indicado por η:

$$e_e = \eta.e_p \tag{3.5}$$

Este rendimento corresponde a um conjunto turbina/gerador, e é função da vazão turbinada e da altura de queda líquida. O rendimento de uma unidade geradora, trabalhando sob o contexto de acompanhamento de carga, sofre várias mudanças no decorrer de um dia de operação. O problema de planejamento da operação em médio e longo prazos atua em faixas de turbinagem e queda líquida médios durante períodos semanais e/ou mensais. Assim, devido a esta faixa usual de operação, adota-se um rendimento médio ($\eta^{méd}$) para a unidade geradora. Utilizando-se então esse rendimento médio, pode-se escrever a equação de transformação de energia como segue:

$$de_e = \eta^{med}.w_{esp}.q.dt.g.h \tag{3.6}$$

Tem-se ainda que potência é a variação de energia ocorrida em um certo intervalo de tempo. Considerando uma variação infinitesimal durante um tempo idem, tem-se:

$$pot = \frac{de}{dt} \tag{3.7}$$

Escrevendo a equação (3.6) em termos de potência, na unidade *Watt*:

$$pot = \eta^{med}.w_{esp}.q.g.h \quad [\mathrm{W}] \tag{3.8}$$

Os termos η, w_{esp} e g são constantes. Para fins de simplificação, pode-se considerar uma constante ρ como sendo o produto destes termos. Tem-se então a função de geração hidráulica da usina:

$$p = k.h.u \quad [\mathrm{W}] \tag{3.9}$$

Onde ρ é a *produtibilidade específica* da usina, e pode ser calculada substituindo-se os valores do peso específico da água e da aceleração da gravidade:

$$\rho = w_{esp}.g.\eta^{med} = 1000\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3}.\,9{,}81\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}^2}.\eta^{med} = 9810.\eta^{med} \quad [\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^2.\mathrm{s}^2}] \text{ ou } [\frac{\mathrm{W}}{(\mathrm{m}^3/\mathrm{s}).\mathrm{m}}] \tag{3.10}$$

Colocando a potência obtida na equação (3.9) em MW, divide-se o valor da produtibilidade específica por 10^6:

$$\rho = \frac{9810}{10^6}.\eta^{med} = 0{,}00981.\eta^{med} \quad [\frac{\mathrm{MW}}{(\mathrm{m}^3/\mathrm{s}).\mathrm{m}}] \tag{3.11}$$

Como valores típicos de rendimentos médios para grandes unidades geradoras, consideram-se os seguintes limites:

$$0{,}88 < \eta^{med} \leq 0{,}94 \tag{3.12}$$

Logo, a produtibilidade específica fica limitada entre os seguintes valores:

$$0{,}00863 < \rho \leq 0{,}00923 \tag{3.13}$$

Como exemplo, são mostrados os valores de produtibilidade específica das usinas do Rio Paranapanema:

USINA	PRODUTIBILIDADE ESPECÍFICA (ρ)
Jurumirim	0,0089088
Chavantes	0,0087225
Salto Grande	0,0083438
Canoas II	0,0088512
Canoas I	0,0089265
Capivara	0,0083403
Taquaruçu	0,0088301
Rosana	0,0088283

Tabela 3.1 - Produtibilidade específica das usinas do rio Paranapanema [13]

Na Equação (3.9), h é a altura de queda líquida do reservatório, dada pela diferença entre a altura de queda bruta e as perdas de carga (pc). Dessa maneira, a função de produção passa a ser função do volume armazenado no reservatório e da vazão defluida pela usina:

$$p(v,d) = \rho.(\phi(v) - \theta(d) - pc).u \quad \text{[MW]} \tag{3.14}$$

Tal função determina a potência instantânea, obtida a partir do armazenamento de um volume v, uma unidade geradora engolindo uma vazão u e uma defluência d, que pode ser diferente de u em caso de vertimento. A potência instantânea da usina é o somatório da potência instantânea produzida por cada unidade geradora.

Considerando a turbinagem total da vazão defluente até que o limite de engolimento máximo, nota-se dois pontos importantes na análise da função de produção:

- até o limite de engolimento máximo, a função de produção é crescente com a defluência. Acima deste valor, ocorrem vertimentos, diminuição da queda líquida disponível (mantendo o volume constante e aumentando a defluência da

usina, elevando assim o nível do canal de fuga)[7] e um conseqüente decréscimo da função de geração;

- há um aumento de produtividade das usinas relativo a acréscimos de volume armazenado nos reservatórios, o que acarreta um aumento da altura de queda líquida.

Como exemplo de uma função com as características citadas acima, a Figura 3.3 ilustra a função de geração da usina de Jurumirim.

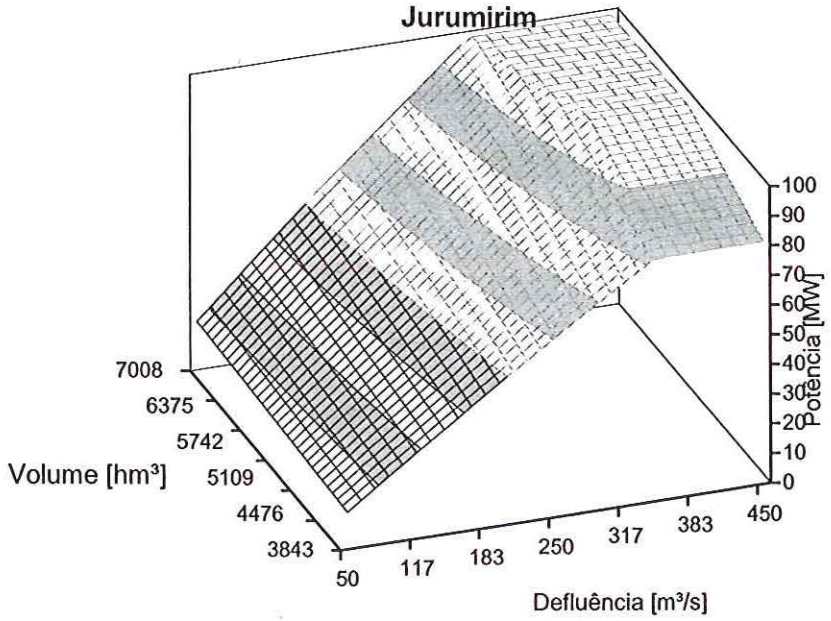

Figura 3.3 - Função de geração da UHE Jurumirim [13]

Interessante observar a descontinuidade existente após um certo valor de defluência para os diversos valores de volume. Isto se explica devido à limitação do engolimento da turbina pelo seu valor máximo, e também devido a possíveis vertimentos, no caso da ocorrência de uma quantidade de vazão acima do engolimento máximo das unidades geradoras.

[7] Isso é possível apenas quando não há mais a possibilidade de se turbinar a vazão afluente, a qual deve ser, então, mantida ao reservatório. Outra ressalva a ser feita é em relação a uma elevação do canal de fuga, a qual é possível apenas em usinas que, obviamente, possuam tal característica.

3.2. Usinas Termelétricas

A geração termelétrica no Brasil tem o caráter de complementação, sendo utilizada, principalmente, em situações hidrológicas desfavoráveis. O parque térmico atual corresponde à cerca de 10% da capacidade geradora nacional [9].

Como vantagens desse tipo de usina, destacam-se o menor tempo gasto na construção e a independência de condições hidrológicas favoráveis e da geração de outras unidades. Entretanto, a necessidade de aquisição dos combustíveis faz com que a geração térmica tenha um alto custo, quando comparada com a geração de origem hidráulica. Conforme já citado, a base térmica do sistema interligado nacional corresponde a uma pequena parcela da geração total, tendo ainda hoje caráter de complementação da geração hidráulica [13].

A obtenção da energia elétrica se dá através da transformação de energia térmica, originada da queima de combustíveis, em energia mecânica, devido à movimentação de uma turbina acoplada a um gerador.

Quanto ao combustível utilizado, as usinas termelétricas podem ser divididas em dois grupos principais, a saber:

- Usinas convencionais, que utilizam combustíveis fósseis como o carvão, óleo, gás natural, biomassa e madeira;
- Usinas nucleares, que utilizam como combustível o urânio.

Dependendo de como se dá à queima do combustível, outra divisão pode ser feita: usinas com turbinas a vapor, usinas com turbinas a gás e usinas de combustão direta.

Nas usinas a vapor, o combustível é queimado para fornecer calor a uma caldeira, onde a água é aquecida e transformada em vapor que, sobre pressão, movimenta uma turbina.

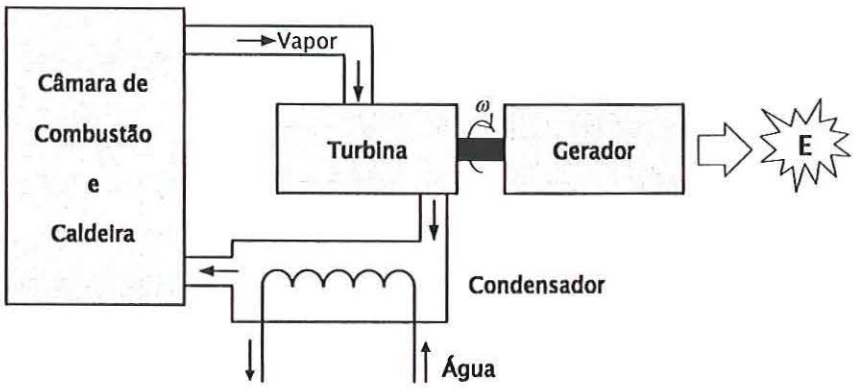

Figura 3.4 - Esquema simplificado de uma UTE a vapor

Em usinas com turbinas a gás, a turbina é movida por mistura gasosa do ar comprimido com o gás obtido na queima do combustível.

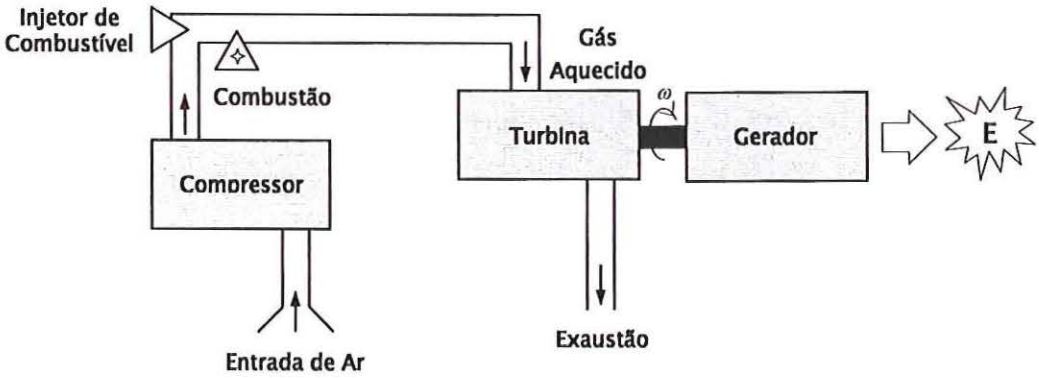

Figura 3.5 - Esquema simplificado de uma UTE a gás

Usinas de combustão direta são aquelas onde o combustível alimenta algum tipo de motor a pistão, como um motor diesel, acoplado a um gerador elétrico. Apesar de tais usinas utilizarem combustível relativamente caro e poluente, possuem uma certa versatilidade, principalmente pela facilidade de operação e rapidez de tomada ou redução de carga. Este tipo é também muito utilizado como fonte de geração para lugarejos pequenos e isolados [13].

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas térmicas classificadas conforme os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de partida e

desligamento, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/gerador, etc.

O custo total de operação inclui o custo do combustível e os custos de mão-de-obra, estoques de combustível e manutenção. Como os custos de mão-de-obra, estoques e manutenção são independentes da geração de energia, assume-se que estes custos são fixos.

O custo de operação de uma usina termelétrica é modelado como uma função convexa e crescente da geração térmica, sendo em geral aproximado por um polinômio de segundo grau, baseado na curva da taxa térmica incremental da usina, que dá a relação MJ/MWh da mesma. Esta relação informa a quantidade necessária de combustível, em energia (MJ), para que a usina gere um MWh. A Figura 3.6 apresenta a aparência típica da função de custo total de uma usina termelétrica $\psi(.)$.

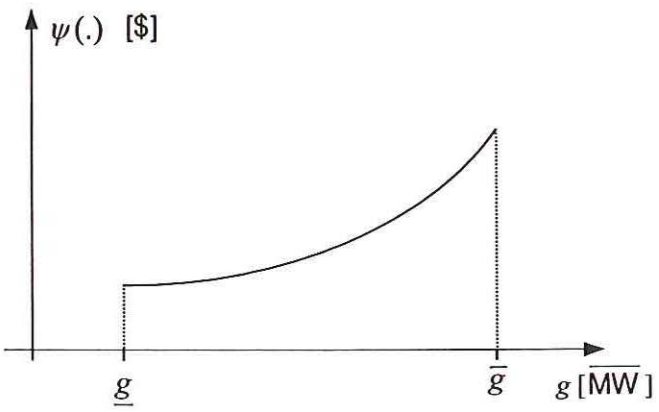

Figura 3.6 - Aspecto típico da função de custo de operação de uma usina termelétrica

4. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

4.1. Características do Problema

Em sistemas hidrotérmicos, pode-se utilizar a energia armazenada nos reservatórios para o atendimento da demanda, evitando os gastos com combustíveis necessários para a geração térmica. Porém, a disponibilidade de energia hidrelétrica é limitada justamente pela capacidade de armazenamento dos reservatórios, criando uma dependência entre a decisão operativa de hoje com os custos de operação no futuro. Isso implica que o problema de planejamento da operação é um problema *dinâmico*, cuja solução ótima é dada pelo equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício esperado no futuro, os quais podem ser mensurados, basicamente, através da economia de geração termelétrica [14].

Em relação ao fornecimento de combustível, deve-se considerar a irregularidade das vazões nos rios, e a impossibilidade de se conhecer com exatidão as afluências futuras. Tais fatores, aliados à incerteza quanto à demanda de energia a ser suprida, faz com que o problema em questão possua um caráter essencialmente *estocástico*.

As usinas hidrelétricas são interconectadas hidraulicamente, ao longo de bacias hidrográficas, constituindo cascatas ao longo de diversos rios. Tal fato cria uma interdependência operativa entre todas as usinas, ou seja, o desempenho operativo de uma depende da operação das outras [14]. Além desse fator, sabe-se que o valor econômico da água é determinado pela quantidade de geração térmica substituída no processo. Porém, não se pode mensurar este valor em cada usina de modo isolado, devendo-se, assim, ser considerada a operação integrada do sistema.

Percebe-se, dessa forma, que o problema de planejamento da operação é *não separável*.

Conforme visto no capítulo 3, a função de geração das usinas hidrelétricas e a função de custo de operação das usinas térmicas são funções não lineares, o que implica que o planejamento da operação é também um problema *não linear*. E, ainda, devido ao fato de que, em sistemas com grande participação hidrelétrica, existem dezenas de reservatórios, os quais devem ser otimizados / operados de modo integrado em horizontes de planejamento diferentes, de acordo com a capacidade de regularização de cada um, atribui-se ao problema em questão a característica de *grande porte*.

4.2. Formulação

Dado que o custo de operação de uma usina termelétrica, conforme citado na seção 3.2, é uma função convexa e crescente, sendo possível aproximá-lo por um polinômio de segundo grau, seu equacionamento pode ser dado por [14]:

$$\psi(G) = a + b(G) + c(G^2) \tag{4.1}$$

onde G : potência gerada [W];

a, b, c : parâmetros característicos da usina térmica

As restrições operativas são os limites mínimo e máximo da potência possível de ser gerada pela usina.

A representação de déficits de energia pode ser feita por meio de uma usina térmica fictícia, com função de custo igual à função de custo de déficit.

Então, o custo de operação total do sistema hidrotérmico é dado pelo sistema não hidráulico complementar, composto pelo conjunto das usinas termelétricas e por eventuais cortes de carga [14]. Depende, ainda, da demanda total do sistema e da geração hidráulica, pois quanto maior o montante desta, menor a complementação térmica necessária. Assim, a formulação matemática do custo de operação do conjunto não hidráulico, em um determinado intervalo de tempo, é dado por:

$$C(G_{\tilde{n}.hidr.}) = \min \sum_{j=1}^{J} c(G_j) \tag{4.2}$$

$$sujeito\ a \begin{cases} \sum_{j=1}^{J} G_j = G_{\tilde{n}.hidr} \\ \underline{G_j} \leq G_j \leq \overline{G_j} \end{cases} \tag{4.3}$$

onde $G_{\tilde{n}.hidr}$: potência gerada por fontes não hidráulicas [W].

Analisando-se a função Lagrangeana do problema em questão, e as condições de otimalidade do mesmo, de acordo com a teoria de programação não-linear [15], e conforme demonstrado para o problema específico do planejamento da operação na referência [14], pode-se concluir que o custo marginal de operação é dado pelo multiplicador de Lagrange associado à restrição de geração das usinas pertencentes ao sistema. Em outras palavras, tal custo é dado pelo custo marginal das usinas as quais não estão operando em seus limites operativos, tendo, portanto, margem de manobra no caso de um aumento ou diminuição de carga no sistema.

Obviamente, como o custo de operação de um sistema hidrotérmico de potência é dado pelo custo do seu sistema não hidráulico complementar, quanto maior a geração hidrelétrica, menor a necessidade da geração oriunda deste. Tal custo é dado por uma curva exponencial crescente, podendo ser representado por uma função quadrática:

$$C(t) = C[G(t)] = k[G(t)]^2 \tag{4.4}$$

considerando

$$G(t) = D(t) - H(t) \quad \text{para} \quad D(t) \geq H(t) \tag{4.5}$$

$$G(t) = 0 \quad \text{para} \quad D(t) < H(t) \tag{4.6}$$

onde $C(t)$: custo de operação do sistema no intervalo de tempo t;

$G(t)$: geração térmica mais déficit de energia no intervalo de tempo t;

$D(t)$: demanda do sistema no intervalo de tempo t;

$H(t)$: geração hidrelétrica total do sistema no intervalo de tempo t, dada por:

$$H(t) = \sum_{i=1}^{I} \phi_i \cdot [v_i(t), u_i(t), s_i(t)] \tag{4.7}$$

onde $\phi(t)$: função de geração da usina hidrelétrica i no intervalo de tempo t;

$v(t)$: volume do reservatório i no intervalo de tempo t [m^3];

$u(t)$: vazão turbinada da usina i no intervalo de tempo t [m^3/s];

$s(t)$: vazão vertida da usina i no intervalo de tempo t [m^3/s].

Percebe-se, assim, que a função objetivo resultante é acentuadamente não linear [14], reforçando o caráter de não linearidade do problema de planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos. Tal função pode ser dada por:

$$\min \sum_{t=1}^{T} C(t) = \min \sum_{t=1}^{T} C[D(t) - H(t)] = \min \sum_{t=1}^{T} k[D(t) - H(t)]^2 \tag{4.8}$$

4.2.1. Equação de Balanço Hídrico e Limites Operativos

A equação de balanço hídrico mostra a relação entre armazenamento e volumes de entrada e saída do reservatório. Assim, o volume final da etapa t é igual ao volume inicial menos turbinagem e vertimentos (volumes de saída), mais a soma entre vazões laterais e volumes de saída das usinas a montante (volumes de entrada). Matematicamente, o balanço hídrico é dado por:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U_i} u_t(m) + s_t(m) \tag{4.9}$$

para $i = 1, \ldots, I$

Onde,

i	índice das usinas hidrelétricas (I = total de usinas hidro)
$v_{t+1}(i)$	armazenamento final da usina i durante a etapa t
$v_t(i)$	armazenamento inicial da usina i durante a etapa t
$a_t(i)$	afluência incremental à usina i na etapa t
$u_t(i)$	vazão turbinada durante a etapa t
$s_t(i)$	vazão vertida durante a etapa t
$m \in U_i$	conjunto de usinas a montante da usina i

Os limites operativos das usinas hidrelétricas:

$$\begin{aligned} &\underline{v}_t(i) \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) \\ &\underline{u}_t(i) \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i) \\ &\text{para } i = 1,\ldots,I \end{aligned} \tag{4.10}$$

Os limites de geração térmica são os mesmos limites do despacho térmico:

$$\begin{aligned} &\underline{G}^j \le G_{tj} \le \overline{G}_j \\ &\text{para } j = 1,\ldots,J \end{aligned} \tag{4.11}$$

Já a restrição de atendimento da demanda é dada por:

$$\sum_{i=1}^{I} \rho(i) \cdot u_t(i) + \sum_{j=1}^{J} G_{tj} = D_t \tag{4.12}$$

Onde $\rho(i)$ é o coeficiente de produção da usina i $\left(MWh / hm^3\right)$

4.3. Etapas de Planejamento da Operação Energética

O problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico possui complexidades que tornam impossível o tratamento em um único modelo matemático. Tem-se, por exemplo, que a incerteza acerca das vazões afluentes é maior à medida que se aumenta o horizonte de estudo. Sendo assim, para que seja possível uma melhor exploração das características do problema, pode-se dividir o mesmo em problemas menores, coordenados entre si, tal como mostrado na Figura 4.1:

Figura 4.1 - Etapas do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência

Os estudos de planejamento da expansão do sistema têm o objetivo de estabelecer um plano de obras necessário para que seja assegurado o atendimento futuro da demanda, minimizando-se os custos de investimento e de operação do sistema, considerando dados de entrada como: previsão de aumento de carga do sistema, cronograma de entrada de novos empreendimentos, expansão do sistema de transmissão, etc.

Desse modo, a etapa de planejamento da operação é subdividida em estudos energéticos e elétricos, sendo que estes últimos são realizados a fim de viabilizar as metas calculadas pelo planejamento da operação energética, assegurando uma operação confiável para o sistema [17]. Como resultados do planejamento da operação elétrica, têm-se as adaptações das metas da operação energética à capacidade real do sistema de transmissão.

Para ambos os tipos de estudos, há uma divisão em cadeias, estas discretizadas em diferentes horizontes de planejamento, e também diferentes graus de detalhamento na modelagem do sistema. Para o planejamento energético, as

etapas consideradas atualmente no setor elétrico, bem como os modelos computacionais utilizados em cada uma delas, são ilustradas na figura a seguir[8]:

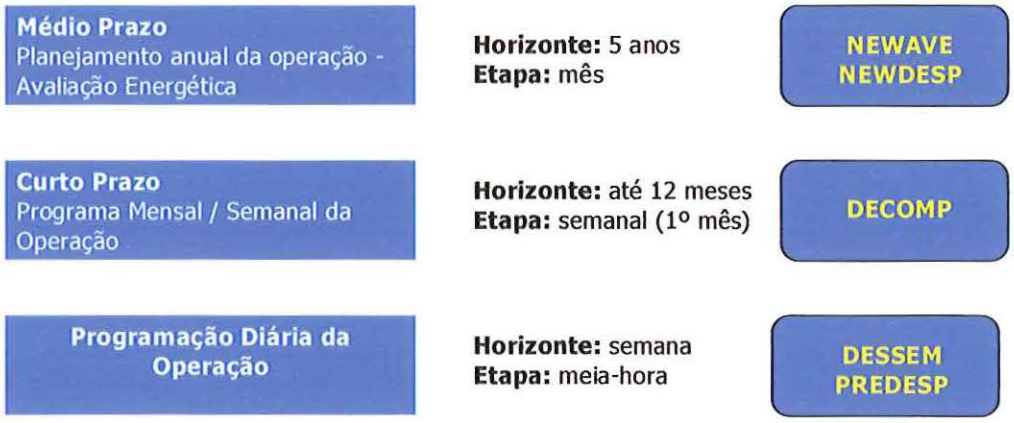

Figura 4.2 - Modelos computacionais utilizados no Setor Elétrico Brasileiro, em cada etapa do planejamento da operação.

O planejamento feito na etapa de médio prazo tem como objetivo a obtenção de uma política de operação que minimize o custo esperado de operação ao longo do período de estudo. Os principais resultados obtidos são os totais de geração hidro e termelétrica, para cada subsistema, discretizados mensalmente.

Na etapa de curto prazo, há a desagregação dos totais de geração hidráulica obtidos na etapa anterior, para cada usina em cada subsistema, discretizados semanalmente.

Finalmente, a etapa de curtíssimo prazo objetiva a programação da operação diária do sistema, balizando então a supervisão e coordenação em tempo real deste.

4.4. Modelagem Utilizada no Brasil para o Planejamento Energético

4.4.1. Programação Dinâmica Estocástica (PDE)

No problema de planejamento da operação energética, as decisões referem-se ao nível de geração térmica. Considerando a discretização mensal do período de

[8] A denominação das etapas de planejamento atualmente utilizada difere da que é pelo antigo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), a qual pode ser encontrada, também, nas referências [14, 15 e 16]. Cabe ressaltar, ainda, que os modelos DESSEM e PREDESP ainda não foram validados.

planejamento, e conhecidos demanda, configuração do sistema e volume inicial dos reservatórios, pode-se determinar o volume ao final do mês e o eventual déficit de energia, para uma decisão térmica selecionada. Dessa forma, percebe-se que o problema em questão consiste em um processo de tomada de decisões em seqüência, onde a otimalidade de uma decisão no presente depende de uma série de acontecimentos futuros.

Em 1977, CEPEL e ELETROBRÁS completaram o desenvolvimento de um modelo computacional de otimização, o qual era baseado na PDE, cujo objetivo era o de definir as proporções ótimas dos recursos de geração do sistema, através da minimização dos custos de operação no intervalo de estudo considerado, e de uma análise probabilística do comportamento das afluências [18]. A partir de então, diversos modelos computacionais surgiram no setor elétrico, alguns dos quais utilizados em estudos energéticos até hoje, como, por exemplo, o Módulo de Despacho Hidrotérmico (MODDHT), desenvolvido pela Organización Latinoamericana de Energia (OLADE).

Na PDE, o período de estudo é dividido em etapas, denominadas *estágios*, e, através de cálculos recursivos, procura-se encontrar a melhor decisão para cada possível estado do sistema, de acordo com as restrições e objetivos predefinidos. Um algoritmo PDE procura traduzir matematicamente a influência das variáveis de estado no custo da operação do sistema. Para sistemas hidrotérmicos, duas classes são consideradas: o volume do reservatório e alguma informação acerca da tendência hidrológica do sistema (por exemplo, afluências aos reservatórios no estado anterior). Nesse caso, é possível dizer que as afluências seguem um modelo regressivo de ordem 1, pois a afluência no estágio t é estimada tendo por base a afluência ocorrida no estágio anterior $t-1$.

Como razões do uso da PDE, pode-se citar a sua aplicabilidade em problemas multi-estágios e de natureza estocástica, sendo possível ainda uma adequada modelagem de não-linearidades.

Porém, uma limitação dessa técnica é a necessidade de discretização do espaço de estados. Por exemplo, para R reservatórios, deve-se discretizar seus volumes iniciais em m partes, e ainda considerar n cenários possíveis de afluências.

Dessa forma, o número de estados necessários para cada estágio do cálculo da política de operação é dado por: $(n \cdot m)^R$.

Com isso, considerando um sistema onde 20 cenários possíveis de afluência são disponíveis para a análise, discretizando-se ainda os níveis dos reservatórios existentes em 100 partes, tem-se:

n	m	R	Estados
20	100	1	2.000
20	100	2	4.000.000
20	100	3	8.000.000.000
20	100	4	16.000.000.000.000
20	100	5	32.000.000.000.000.000
20	100	6	64.000.000.000.000.000.000
20	100	7	128.000.000.000.000.000.000.000

Tabela 4.1 - Maldição da dimensionalidade na PDE

Tal explosão combinatorial é conhecida por *Maldição da Dimensionalidade*. Percebe-se que, à medida que o número de reservatórios do sistema cresce, o esforço computacional exigido para a solução do problema vai se tornando fabuloso, mesmo para uma quantidade pequena de reservatórios.

Para se minimizar tal efeito, algumas técnicas foram desenvolvidas, como, por exemplo, a agregação de vários reservatórios de um sistema em um reservatório equivalente, eliminando assim a característica de grande porte no problema.

Outro desenvolvimento consiste na utilização da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), a qual pretende reduzir o esforço computacional durante a resolução do problema.

4.4.2. Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)

Em 1987, Pereira [19] desenvolveu a técnica da PDDE, objetivando contornar o problema da maldição da dimensionalidade, possibilitando diminuição de esforço computacional requerido.

Não há mais, aqui, a necessidade da discretização do espaço de estados, sendo a Função de Custo Futuro obtida analiticamente, através de uma técnica denominada

Princípio da Decomposição de Benders, a qual cria aproximações lineares de tal função, obtidas através das soluções duais dos problemas de um estágio [20], conforme ilustrado na Figura 4.3. Desse modo, espera-se estimar com precisão crescente as conseqüências futuras das decisões operativas de um período nos seguintes [21].

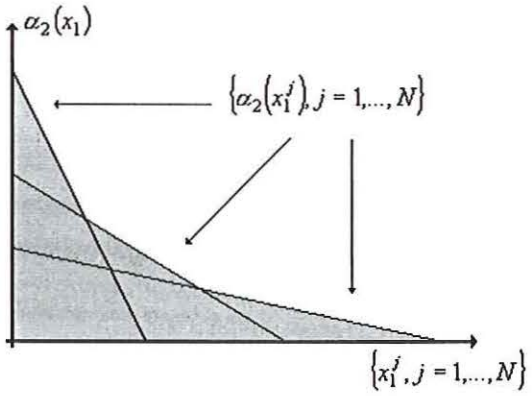

Figura 4.3 – Aproximações lineares da função de custo futuro.

Este trabalho originou o desenvolvimento de um projeto, de responsabilidade do CEPEL, financiado por um pool de empresas pertencentes ao então GCOI [18], cujo produto foi o modelo NEWAVE, atualmente utilizado no setor.

O NEWAVE é um modelo de otimização do planejamento da operação hidrotérmica, usualmente para um horizonte de até cinco anos à frente, discretizado mensalmente, considerando a representação agregada do parque hidrelétrico, através da construção de reservatórios equivalentes de energia, considera a representação do Sistema Interligado Nacional em subsistemas, definidos respeitando os principais limites de transmissão entre regiões do país[9]. O cálculo da política de operação é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Quatro módulos computacionais compõem o modelo [20]:

1. **Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes:** Para cada subsistema, agrega-se todo o parque hidrelétrico em um único reservatório equivalente de energia. A capacidade de armazenamento dos reservatórios resultantes

é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do subsistema, adotando-se a hipótese de operação em paralelo. Também são agregadas as vazões afluentes a cada subsistema em afluências energéticas equivalentes. São consideradas separadamente as parcelas que correspondem às afluências aos reservatórios e às usinas a fio d'água, denominadas Energia Controlável e Energia a Fio d'água, respectivamente.

2. **Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes:** O registro de vazões disponível atualmente no sistema brasileiro, as séries históricas, é insuficiente para compor uma amostra de tamanho tal que permita uma apurada estimação de índices de risco e desempenho do sistema. Desse modo, procura-se ajustar um modelo pelo qual se supõe que as séries históricas tenham sido produzidas, mantendo as características estatísticas básicas de tais dados, gerando séries sintéticas de afluências. A discretização temporal adotada nos estudos de planejamento da operação no Setor Elétrico Brasileiro é a mensal. Séries hidrológicas de intervalo de tempo menor que o ano, tais como séries mensais, têm como característica o comportamento periódico de suas propriedades probabilísticas, como por exemplo, a média, a variância, a assimetria e a estrutura de autocorrelação [20]. Assim, adotou-se o modelo baseado em formulações auto-regressivas, cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico, conhecido como Par(p), onde p representa a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto regressivos utilizados.

3. **Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica:** Tem por objetivo a determinação, em cada período, de uma política de operação para cada subsistema, minimizando, para tanto, o custo esperado de operação ao longo do período de planejamento. Um dos paradigmas clássicos para a solução do problema de operação hidrotérmica é a Programação Dinâmica Estocástica. Entretanto, para se utilizar esta técnica, há a necessidade da discretização do espaço de estados, calculando-se, por exemplo, para um reservatório, uma solução viável do problema, considerando, para cada nível do reservatório, cada um dos cenários de afluências

---

[9] Os subsistemas atualmente considerados são: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

disponíveis. Isso gera o problema de Maldição da Dimensionalidade, fazendo com que, mesmo para um número reduzido de reservatórios, o esforço computacional cresça exponencialmente. Para se contornar tal dificuldade, no modelo NEWAVE é aplicada a técnica da PDDE, onde não há a necessidade da discretização do espaço de estados.

4. **Módulo de simulação da operação:** Realiza a simulação da operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, tanto baseados nas séries históricas de energias afluentes quanto nas sintéticas, estas últimas obtidas via modelo Par(p), com base na política de operação obtida no módulo anterior. São calculados índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, o risco de déficit e os valores esperados de energia não suprida, dentre outros.

4.4.3. Considerações sobre o modelo NEWAVE

Como a PDDE utiliza uma aproximação linear por partes da Função de Custo Futuro, todo o problema de planejamento da operação hidrotérmica deve ser considerado linear, resultando em várias simplificações no modelo.

Outro aspecto a se observar é a agregação dos reservatórios de um subsistema em um único reservatório equivalente. Tal procedimento impede que o modelo consiga enxergar vertimentos localizados, inserindo assim mais uma limitação na metodologia.

Atualmente, não está totalmente disponível para as empresas o simulador a usinas individualizadas SUISHI-O[10], o qual tem por objetivo desagregar os resultados obtidos no NEWAVE. Conseqüentemente, não há, ainda, um estudo sobre a consistência da política de operação calculada pelo mesmo com a operação das usinas de modo desagregado, o que possibilitaria uma análise mais crítica da modelagem.

[10] Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados, feito pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

EESC-USP Biblioteca CAMPUS DE S. CARLOS

5. OTIMIZAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS APLICADA AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

5.1. Introdução

Métodos de otimização de sistemas elétricos de potência possuem, em sua própria estrutura, procedimentos que determinam a tomada de decisão, seguindo critérios estabelecidos na montagem de sua função objetivo, obedecendo ainda a um conjunto de restrições, sendo este mais ou menos detalhado, dependendo do nível de detalhamento, do grau de precisão desejado para a solução, e também do horizonte de estudo. Por exemplo, para estudos com horizonte de um a cinco anos, atualmente usa-se o modelo NEWAVE. Não há aqui o interesse em se definir metas de geração para cada usina, e sim para os subsistemas equivalentes. Desse modo, restrições como limites operativos das usinas relacionados à irrigação, volume de espera, dentre outros, não exercem influência significativa em tais estudos, podendo ser minimizadas ou até desprezadas.

Muitas vezes, há a necessidade de simular a operação de um sistema, a fim de avaliar o comportamento do mesmo, frente a diversas condições de operação. Diferentemente da otimização, na simulação não há um procedimento de tomada de decisão inerente ao processo, sendo necessárias diretrizes externas, conhecidas por regras de operação, as quais tem por objetivo o estabelecimento de uma política de enchimento/esvaziamento dos reservatórios que possibilite um adequado aproveitamento dos recursos hidroenergéticos disponíveis, determinando a quantidade de energia que cada usina deve gerar a fim de que seja atendida uma determinada demanda de energia[11].

---

[11] A simulação a usinas individualizadas será abordada no capítulo 6.

Em quase todo o sistema brasileiro, a maneira pela qual o conjunto das usinas é enchido/deplecionado pode alterar a energia obtida em cada uma delas. Isso ocorre devido ao chamado efeito cota, o qual basicamente mensura a influência da variação do nível de montante na capacidade de produção de uma usina. Assim, quanto maior a influência do efeito cota, mais importante é a influência da variação do nível de montante na capacidade de produção de uma usina.

Pode-se representar matematicamente tal efeito pela equação:

$$EC_i = \frac{I_i(\bar{v}) - I_i(\underline{v})}{I_i(\bar{v}) - T_i^{med}} \cdot 100 \tag{5.1}$$

onde:

EC_i : efeito cota de usina i;

$I_i(v)$: polinômio cota volume;

$\underline{v}$: volume mínimo operativo da usina;

$\bar{v}$: volume máximo operativo da usina;

T_i^{med} : cota média de jusante do canal de fuga;

A seguir, como ilustração, foi realizado o cálculo do efeito cota para as principais usinas de acumulação do Sistema Elétrico Brasileiro, lembrando que este efeito representa a perda percentual de produtividade de cada usina:

CÁLCULO DO EFEITO COTA PARA AS PRINCIPAIS USINAS A RESERVATÓRIOS BRASILEIRAS

	PCV(0)	PCV(1)	PCV(2)	PCV(3)	PCV(4)	Vmáx	Vmin	Cota max	Cota min	C.F.médio	Efeito cota %
A. VERMELHA	3.52E+02	5.00E-03	-2.74E-07	7.10E-12	0.00E+00	11025	5856	383.3	373.3	326.4	17.6%
A.A.LAYDNER	5.43E+02	6.37E-03	-6.75E-07	5.39E-11	-1.90E-15	7008	3843	568.0	559.7	532.2	23.2%
BARRA BONITA	4.33E+02	1.50E-02	-6.71E-06	1.76E-09	-1.70E-13	3135	569	451.6	439.4	428.0	51.5%
CACONDE	8.16E+02	1.98E-01	-5.74E-04	9.69E-07	-6.33E-10	555	51	855.0	825.1	750.0	28.5%
CAMARGOS	8.93E+02	6.21E-02	-1.10E-04	1.25E-07	-5.55E-11	792	120	913.0	899.0	886.1	51.9%
CAPIVARA	2.98E+02	7.19E-03	-6.63E-07	3.95E-11	-9.87E-16	10540	4816	334.0	321.0	285.2	26.7%
CHAVANTES	4.37E+02	6.63E-03	-3.75E-07	1.06E-11	0.00E+00	8795	5754	474.0	465.2	398.7	11.6%
CORUMBA I	5.46E+02	6.47E-02	-3.24E-05	7.39E-09	0.00E+00	1500	470	595.1	569.9	518.9	33.0%
EMBORCACAO	5.68E+02	1.45E-02	-1.20E-06	5.83E-11	-1.12E-15	17725	4669	661.0	615.0	521.9	33.1%
FUNIL	4.21E+02	1.04E-01	-9.57E-05	4.00E-08	0.00E+00	888	283	466.5	444.0	394.3	31.1%
FURNAS	7.35E+02	3.50E-03	-1.97E-07	6.92E-12	-9.77E-17	22950	5733	768.0	750.0	672.9	18.9%
I.SOLT. EQV.	2.94E+02	2.06E-03	-5.66E-08	9.70E-13	-6.70E-18	34432	25467	328.0	323.0	281.1	10.7%
ITAPARICA	2.76E+02	6.76E-03	-8.87E-07	7.07E-11	-2.24E-15	10782	7234	304.0	299.0	251.5	9.6%
ITUMBIARA	4.71E+02	7.28E-03	-5.61E-07	2.60E-11	-4.85E-16	17027	4573	520.0	495.0	435.6	29.6%
JAGUARI	5.80E+02	7.41E-02	-5.98E-05	3.14E-08	-6.90E-12	1236	443	623.0	603.2	557.9	30.5%
M. DE MORAES	6.42E+02	8.09E-03	-3.70E-07	-7.11E-11	9.12E-15	4040	1540	666.2	653.1	622.0	29.5%
MARIMBONDO	4.18E+02	1.12E-02	-2.29E-06	2.91E-10	-1.48E-14	5887	890	445.7	426.2	382.8	31.0%
NOVA PONTE	7.52E+02	1.23E-02	-1.26E-06	7.85E-11	-1.98E-15	12792	2412	815.0	775.5	696.0	33.2%
PARAIBUNA	6.62E+02	2.24E-02	-4.40E-06	5.50E-10	-2.84E-14	4732	2096	714.0	694.6	626.4	22.2%
PROMISSAO	3.70E+02	-5.25E-04	1.08E-06	-1.60E-10	7.93E-15	7408	5280	384.0	379.7	358.7	17.0%
SANTA BRANCA	5.93E+02	1.04E-01	-8.62E-05	0.00E+00	0.00E+00	439	131	622.0	605.0	577.2	38.0%
SAO SIMAO	3.58E+02	8.62E-03	-8.84E-07	5.29E-11	-1.24E-15	12540	7000	401.0	390.5	328.1	14.4%
SERRA MESA	3.91E+02	2.77E-03	-4.36E-08	2.90E-13	0.00E+00	54400	11150	460.0	417.3	334.1	33.9%
SLT.SANTIAGO	4.48E+02	1.82E-02	-2.87E-06	3.00E-10	-1.27E-14	6775	2662	506.0	480.9	397.0	23.0%
SOBRADINHO	3.74E+02	1.40E-03	-5.35E-08	1.16E-12	-9.55E-18	34116	5447	392.5	380.4	362.5	40.4%
TRES MARIAS	5.30E+02	6.08E-03	-4.84E-07	2.20E-11	-3.85E-16	19528	4250	572.7	549.0	515.7	41.6%
TUCURUI	3.04E+01	2.18E-03	-5.54E-08	8.29E-13	-4.94E-18	45500	13487	71.9	51.6	8.6	32.0%

Tabela 5.1 - Efeito cota para os principais reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro

Tanto na otimização quanto na simulação de sistemas, há a necessidade da utilização de modelos computacionais, os quais são desenvolvidos de acordo com o tipo de estudo que se quer realizar, o horizonte de planejamento / operação que se deseja abranger, a técnica de cálculo a ser empregada, etc. Quanto à forma de representação do sistema, os modelos de simulação / otimização de sistemas elétricos de potência podem ser divididos em [22]:

- *Modelos a Reservatório Equivalente*: as usinas hidráulicas do sistema são agregadas, formando um único reservatório, conhecido por reservatório equivalente de energia. As séries de vazões das usinas são transformadas em séries de energias afluentes, e a capacidade total de armazenamento do reservatório resultante eqüivale ao valor energético da água armazenada em todos os reservatórios do sistema.
- *Modelos a Usinas Individualizadas*: a representação de cada usina é feita de modo individual, mantendo, portanto, dados compatíveis com as características físicas e de localização da instalação das mesmas.

Quanto à evolução da capacidade instalada, tem-se dois tipos de abordagens comumente utilizadas:

- *Modelos Estáticos*: Não levam em conta a expansão da capacidade instalada ao longo do período de estudo considerado. Tem-se, então, uma "fotografia" do sistema. A utilidade desse tipo de modelo está na determinação de benefícios energéticos dessa "fotografia", ou seja, na avaliação dos ativos de geração disponíveis em um determinado momento.
- *Modelos Dinâmicos*: Considera-se aqui dados referentes à expansão do sistema no decorrer do período de estudo, levando-se em conta dados de entrada / saída de operação de cada usina disponível. Assim, em cada intervalo de tempo, a demanda do sistema é suprida conforme a configuração de usinas disponível no momento. São largamente utilizados em estudos de planejamento energético, com os quais pode-se realizar avaliações de impactos de atrasos nos cronogramas de novos empreendimentos, avaliação energética da aquisição / construção de um novo ativo

de geração, planejamento ótimo da expansão, probabilidade de ocorrência de déficits futuros de acordo com uma previsão de expansão disponível, etc.

Finalmente, quanto à consideração ou não de restrições de transmissão, tem-se:

- *Modelos de Barramento Único*: Desprezam a existência de restrições de transmissão entre áreas, considerando as usinas ligadas em um barramento único, contendo também toda a carga do sistema. Tais modelos são utilizados em estudos de operação energética de usinas hidráulicas de uma mesma cascata ou região, por exemplo, a fim de se avaliar políticas de operação aplicadas no sistema.
- *Modelos a Subsistemas*: Aqui cada região é considerada de modo individual, ou seja, as restrições de transmissão entre áreas são levadas em conta pelo modelo. Possibilitam, além de uma representação mais próxima do real, estudos de avaliação da expansão das principais linhas de transmissão, a divisão do sistema hidroenergético em subsistemas, análise do sistema em caso de falha das linhas mais relevantes ao sistema, etc.

Outra divisão importante diz respeito à consideração de cenários estocásticos ou determinísticos de vazões. No primeiro caso, considera-se a estocasticidade de tais variáveis, tendo como base o registro histórico disponível das vazões afluentes aos reservatórios. A partir deste, é ajustado um modelo, pelo qual se supõe que as séries históricas tenham sido produzidas, mantendo as características estatísticas básicas de tais dados, gerando-se, assim, séries sintéticas de energias afluentes. Geralmente, as energias afluentes aos reservatórios são agregadas em reservatórios equivalentes de energia, de acordo com o número de subsistemas considerados no modelo, a fim de se diminuir o espaço de estados do problema. Tais procedimentos são adotados, por exemplo, no modelo NEWAVE.

Neste capítulo, será feita a análise da aplicação de técnicas de otimização e, no capítulo seguinte, os testes de simulação energética de usinas em cascata. Para tanto, dois modelos foram utilizados: o otimizador Hydromax [13], desenvolvido pela UNICAMP, e o simulador Sir [22], desenvolvido pela EESC-USP. Ambos são

modelos a usinas individualizadas, de configuração estática e a barramento único, sendo o modelo Hydromax, ainda, determinístico, características que favorecem a utilização dos mesmos para estudos e análises.

Para um melhor entendimento da importância e utilização das regras de operação, foram realizados estudos de otimização e simulação da operação energética das usinas existentes no rio Paranapanema, situado na bacia do Paraná, região sudoeste do Estado de São Paulo, apresentados nas seções seguintes.

5.2. Otimização de Sistemas Hidrotérmicos de Potência – Estudo de Caso: Cascata do rio Paranapanema

A cascata do rio Paranapanema é constituída por oito usinas hidroelétricas, das quais apenas três possuem reservatório de acumulação (Jurumirim, Chavantes e Capivara), com potência instalada total de 1152 MW, quase 50% do montante total da cascata. Abaixo, a potência instalada, em MW, de cada unidade:

Jurumirim	98
Chavantes	414
Salto Grande	74
Canoas II	72
Canoas I	83
Capivara	640
Taquaruçu	554
Rosana	372
Total	2307

Tabela 5.2 - Potências Instaladas das usinas da cascata do rio Paranapanema

De acordo com divisão feita em [23], pode-se considerar o sistema Paranapanema contendo duas sub-bacias, a saber:

- *Alto Paranapanema*, com cinco usinas (de Jurumirim a Canoas I), apresentando características hidrológicas compatíveis com o subsistema Sudeste, ocorrendo o período úmido no verão;

- *Baixo Paranapanema*, com três usinas (Capivara, Rosana e Taquaruçu), apresentando características hidrológicas compatíveis com o subsistema Sul, sem sazonalidade marcante e períodos chuvosos dispersos de junho a setembro. Recebe vazões regularizadas do Alto Paranapanema e vazões naturais do rio Tibagi.

Os valores calculados do efeito cota nas três usinas de acumulação constantes no sistema Paranapanema são:

USINAS	Vmáx (hm^3)	Vmin (hm^3)	Cota max (m)	Cota min (m)	C.F.médio (m)	Efeito cota
Jurumirim	7008,0	3843,0	568,0	559,7	532,2	23,2%
Chavantes	8795,0	5754,0	474,0	465,2	398,7	11,6%
Capivara	10540,0	4816,0	334,0	321,0	285,2	26,7%

Tabela 5.3 - Características das usinas a reservatório do rio Paranapanema

Pelos valores numéricos obtidos, percebe-se que o efeito cota exerce uma influência não muito forte na média das três usinas, já que Chavantes tem baixo efeito cota, Jurumirim tem um valor razoável e somente Capivara possui um efeito mais elevado. Deve-se levar em conta, também, o tamanho das usinas, de forma tal que, no conjunto total incluindo todas as oito, o peso deste efeito não é muito representativo.

Outro fator notório da cascata, conforme já mencionado, é a existência de uma grande vazão afluente incremental entre as usinas de Canoas I e Capivara, oriunda do rio Tibagi, fazendo com que esta última tenha alguma característica de usina de montante, contribuindo na regularização das vazões defluentes. É interessante observar que enquanto a Média das Médias de Longo Termo (MMLT)[12] de Canoas I é de 461 m3/s, a de Capivara, logo a jusante, é de 1093 m3/s; isto significa que a vazão incremental de Capivara representa quase 58% de sua vazão afluente total.

[12] As Médias de Longo Termo (MLT) são obtidas através do cálculo das vazões médias mensais do histórico. A MMLT nada mais é do que a média das MLT's de cada mês.

5.3. Levantamento das Características Básicas do Planejamento Otimizado

Com o objetivo de levantar as características básicas da operação otimizada de um conjunto de usinas em cascata, foram feitos alguns ensaios com as usinas a reservatório do rio Paranapanema.

Para tanto, foram considerados cenários de vazões correspondentes a 60%, 90% e 120% da MLT para a cascata, a fim de se conhecer o comportamento do sistema em condições de baixas, normais e altas afluências, respectivamente.

A escolha dos cenários baseados na MLT foi feita levando em conta o comportamento das vazões naturais contidas no histórico. Para cada usina a reservatório, foram calculados a MLT, valores mínimos e máximos mensais, além dos percentis 5%, 25%, 50% (mediana), 75% e 95%, originando as tabelas seguintes:

JURUMIRIM - VAZÕES NATURAIS													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MÉDIAS
MLT	309	350	314	209	186	197	166	140	156	185	175	221	217
Mínimo	90	126	109	84	71	71	69	55	54	53	59	59	75
% mlt	29%	36%	35%	40%	38%	36%	42%	39%	35%	29%	34%	27%	35%
Máximo	1011	824	838	421	581	1559	583	419	530	701	411	678	713
% mlt	327%	235%	267%	202%	313%	790%	352%	300%	341%	378%	235%	307%	337%
5%	121	137	127	101	92	89	79	73	69	81	90	97	96
% mlt	39%	39%	40%	48%	50%	45%	48%	52%	44%	43%	52%	44%	45%
25%	195	235	205	150	127	126	112	100	106	123	118	140	145
% mlt	63%	67%	65%	72%	68%	64%	68%	71%	68%	66%	68%	63%	67%
50%	251	340	304	193	162	159	142	128	130	151	154	206	193
% mlt	81%	97%	97%	92%	87%	81%	86%	92%	84%	81%	88%	93%	88%
75%	364	438	399	257	221	202	200	150	174	217	209	277	259
% mlt	118%	125%	127%	123%	119%	102%	121%	107%	112%	117%	120%	125%	118%
95%	628	638	575	365	341	355	289	294	273	375	321	398	404
% mlt	203%	182%	183%	175%	184%	180%	175%	210%	175%	202%	184%	180%	186%

Tabela 5.4 - Vazões naturais da usina de Jurumirim

CHAVANTES - VAZÕES NATURAIS													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MÉDIAS
MLT	482	526	454	309	295	305	261	220	252	298	277	339	335
Mínimo	108	181	178	116	105	94	98	77	76	74	87	91	107
% mlt	22%	34%	39%	38%	36%	31%	37%	35%	30%	25%	31%	27%	32%
Máximo	1772	1284	1247	708	1120	2230	828	634	944	1295	786	1152	1167
% mlt	368%	244%	275%	229%	379%	732%	317%	289%	374%	435%	284%	340%	355%
5%	172	210	196	149	132	141	119	100	89	108	128	156	142
% mlt	36%	40%	43%	48%	45%	46%	45%	46%	35%	36%	46%	46%	43%
25%	281	356	318	223	193	188	167	158	161	186	188	207	219
% mlt	58%	68%	70%	72%	65%	62%	64%	72%	64%	62%	68%	61%	65%
50%	414	508	456	287	260	239	237	200	206	250	244	310	301
% mlt	86%	97%	101%	93%	88%	78%	91%	91%	82%	84%	88%	91%	89%
75%	577	675	545	353	329	335	316	238	298	372	336	444	401
% mlt	120%	128%	120%	114%	111%	110%	121%	108%	118%	125%	121%	131%	119%
95%	1003	883	794	591	651	568	527	497	488	600	524	615	645
% mlt	208%	168%	175%	191%	220%	186%	201%	226%	194%	201%	189%	181%	195%

Tabela 5.5 - Vazões naturais da usina de Chavantes

CAPIVARA - VAZÕES NATURAIS													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MÉDIAS
MLT	1469	1570	1316	954	983	1049	948	776	894	1082	985	1096	1093
Mínimo	296	446	503	374	299	343	288	229	255	235	219	319	317
% mlt	20%	28%	38%	39%	30%	33%	30%	30%	29%	22%	22%	29%	29%
Máximo	6121	4166	3061	2969	3696	6856	3379	2366	3917	4309	3009	4295	4012
% mlt	417%	265%	233%	311%	376%	654%	356%	305%	438%	398%	305%	392%	371%
5%	486	601	632	500	380	411	335	299	309	338	367	427	424
% mlt	33%	38%	48%	52%	39%	39%	35%	39%	35%	31%	37%	39%	39%
25%	808	1034	923	641	543	601	558	484	504	641	609	673	668
% mlt	55%	66%	70%	67%	55%	57%	59%	62%	56%	59%	62%	61%	61%
50%	1251	1486	1224	828	837	859	795	719	750	924	884	1003	963
% mlt	85%	95%	93%	87%	85%	82%	84%	93%	84%	85%	90%	92%	88%
75%	1729	1977	1594	1194	1022	1180	1216	886	1062	1295	1225	1412	1316
% mlt	118%	126%	121%	125%	104%	112%	128%	114%	119%	120%	124%	129%	120%
95%	3042	2860	2472	1745	2729	2125	1780	1536	1992	2112	1957	1910	2188
% mlt	207%	182%	188%	183%	278%	203%	188%	198%	223%	195%	199%	174%	201%

Tabela 5.6 - Vazões naturais da usina de Capivara

Para as três usinas, um cenário com 60% da MLT configura-se como um cenário seco, o qual estaria situado abaixo do percentil 25%. Por sua vez, um cenário com 90% da MLT pode ser considerado como um cenário de afluências moderadas, as quais, em média, situam-se em torno da mediana dos três casos. Finalmente, 120% da MLT representa um cenário próximo do percentil 75%, podendo ser considerando um cenário úmido de vazões. Tem-se então a justificativa para a escolha dos cenários de vazões baseadas na MLT.

Também foram utilizados dois cenários de vazões históricas, um considerando o período de 1931 a 1970, e outro considerando o período de 1971 a 1994, o ano mais recente disponível no histórico de vazões do modelo computacional utilizado. Tal divisão foi baseada nas observações feitas na referência [23], acerca da não estacionariedade das séries históricas de vazões. Posteriormente, algumas curvas de permanência serão mostradas a fim de se comprovar tais observações.

A seguir, os resultados obtidos em cada otimização realizada.

5.3.1. Estudos com Cenário Normal de Vazões - 90% da MLT

- Cenário: Foram escolhidas as usinas a reservatório (Jurumirim, Chavantes e Capivara), operando dentro de um mercado de 1248 MWmédios (110% da potência instalada), com uma taxa de juros de 10% ao ano. Tal escolha deve-se ao fato de que, sob o ponto de vista da operação energética, praticamente não há um controle direto sobre as usinas a fio d'água, exceto por pequenas variações de volume [22]. Assim sendo, a operação das usinas a fio d'água consiste em turbinar a vazão

afluente à usina até o seu limite de engolimento máximo, sendo qualquer valor de vazão acima deste obrigatoriamente vertido.

- Reservatórios: Foram utilizadas as opções default do programa, com os reservatórios começando e terminando cheios (100% volume útil), e sem alterações nos volumes de espera.
- Vazões: São utilizadas as vazões correspondentes a 90% da MLT para cada usina, as quais configuram um cenário normal de vazões para a bacia.
- Período: 60 meses.

Resultados obtidos: Analisando as trajetórias de volume das usinas ao longo do tempo, obtém-se:

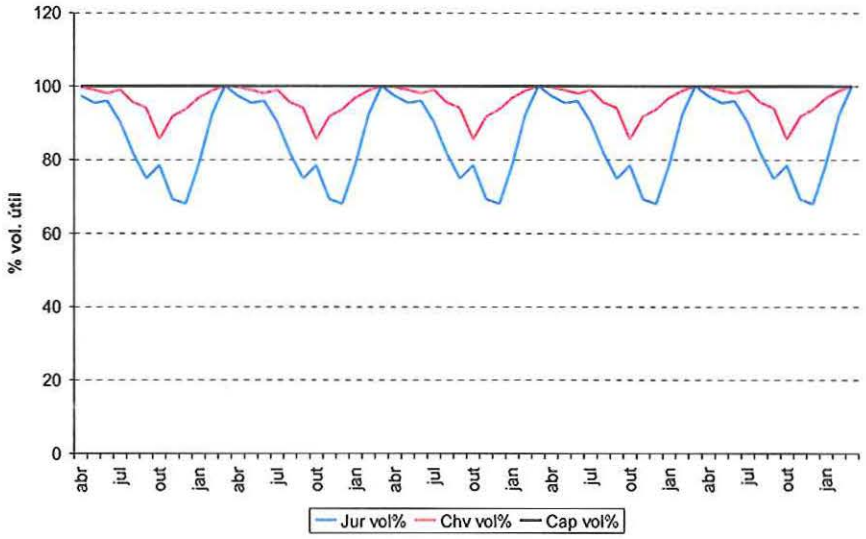

Figura 5.1 - Trajetórias de volume (%), vazão turbinada e defluência para o estudo com 90%MLT

Nota-se que a usina de Jurumirim é deplecionada mais do que as outras na maior parte do tempo, enquanto que Capivara mantém-se cheia por todo o período. Isso ocorre porque a primeira, por ser a usina de montante, assume o papel de regularização das vazões, a fim de se obter um ganho de produtividade nas usinas a jusante, principalmente em Capivara, pois é por ela que passa a maior quantidade de água da cascata, além de possuir a maior potência instalada. Já Chavantes oscila seu volume de modo intermediário, complementando a regularização das vazões.

Interessante notar também que, apesar do efeito cota não ser muito alto em nenhuma das usinas, Capivara possui o maior valor do mesmo - 26.7% - reforçando a idéia de ganhar produtividade nesta usina, pois, conforme já visto, a variação do nível montante em Capivara influencia de modo mais acentuado do que nas outras a sua capacidade de produção de energia.

Pode-se também analisar o comportamento das trajetórias de turbinagens das usinas em relação às trajetórias de volume e vazões naturais. Como o comportamento das mesmas é o mesmo para cada 12 meses de estudo, tem-se:

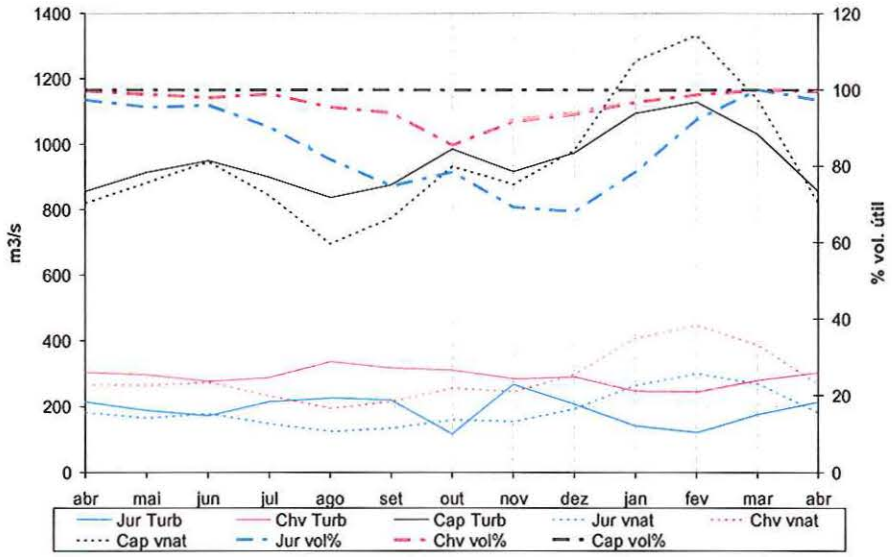

Figura 5.2 - Trajetórias de volumes, turbinagens e vazões naturais das usinas do Paranapanema.

Algumas considerações a serem feitas em relação à figura acima:

- Durante o período de abril a junho, tem-se Jurumirim variando seu volume muito pouco, e as demais usinas mantendo praticamente o nível máximo. Tal comportamento pode ser explicado observando-se as afluências durante esse intervalo. Jurumirim procura regularizar as vazões que vão para as usinas de jusante, a fim de se evitar vertimentos nestas, além de se obter um ganho de geração em Capivara.

- Olhando agora para o período de junho a setembro nas trajetórias de volume, percebe-se que Jurumirim sofre uma queda mais acentuada e Chavantes também depleciona, porém menos que a primeira. Observando-se as vazões naturais para o mesmo intervalo, é possível explicar tal comportamento com mais propriedade. Todas as afluências sofrem queda, devido ao início do período seco na bacia. As menores vazões estão no mês de agosto, e a partir daí, há um aumento bem acentuado das mesmas em Capivara até o mês de outubro, onde Chavantes atinge seu nível mínimo. Assim, é possível acomodar tal aumento das vazões, inclusive a incremental do Tibagi, na usina de Capivara, a qual ganha produtividade, o que pode ser observado pelo aumento de sua vazão turbinada no período, em detrimento a uma diminuição destas nas demais usinas, principalmente em Jurumirim. Esta última aumenta um pouco seu armazenamento de setembro a outubro. Como o modelo utilizado para o estudo é um modelo determinístico, o mesmo "antevê" a ocorrência de grandes vazões naturais nas três usinas para o período úmido (dezembro a abril), onde Jurumirim precisará deplecionar mais ainda seu volume, evitando assim vertimentos desnecessários. Esse pequeno aumento pode ser então explicado como necessário para que Jurumirim consiga cumprir seu papel de regularização de maneira efetiva.

- De outubro a novembro, há uma pequena queda nas afluências, fazendo Jurumirim assumir um comportamento clássico de usina montante; Chavantes ajuda menos na regularização.

- Novembro a dezembro: tem-se o início do período úmido na bacia. Em dezembro, Jurumirim atinge seu nível mínimo. A usina de Chavantes continua a recuperar seu volume máximo, processo iniciado a partir o outubro.

- Dezembro a março: as afluências crescem até fevereiro, causando a recuperação dos níveis dos reservatórios. Em fevereiro, verifica-se a turbinagem máxima no período de estudo da usina de Capivara.

O caso analisado ilustra bem um comportamento que pode ser considerado clássico quando temos usinas em cascata: a usina de montante é a maior responsável pela regularização das vazões; a intermediária ocasionalmente contribui para o processo, e a usina de jusante tende a se comportar como uma usina fio d'água, trabalhando em sua máxima produtividade.

5.3.2. Estudos com Cenário Úmido de Vazões - 120% da MLT

Ao se considerar o cenário de vazões correspondentes a 120% da MLT, tem-se a usina de Capivara operando com uma vazão turbinada próxima ao seu limite de engolimento máximo, fazendo com que sejam verificados vertimentos nesta unidade geradora no período de setembro a abril de cada ano, dado que Jurumirim e Chavantes não foram capazes de impedir tal ocorrência, verificando-se, inclusive, um leve deplecionamento na usina Capivara no período seco. A operação para este cenário de vazões é ilustrada na Figura 5.3:

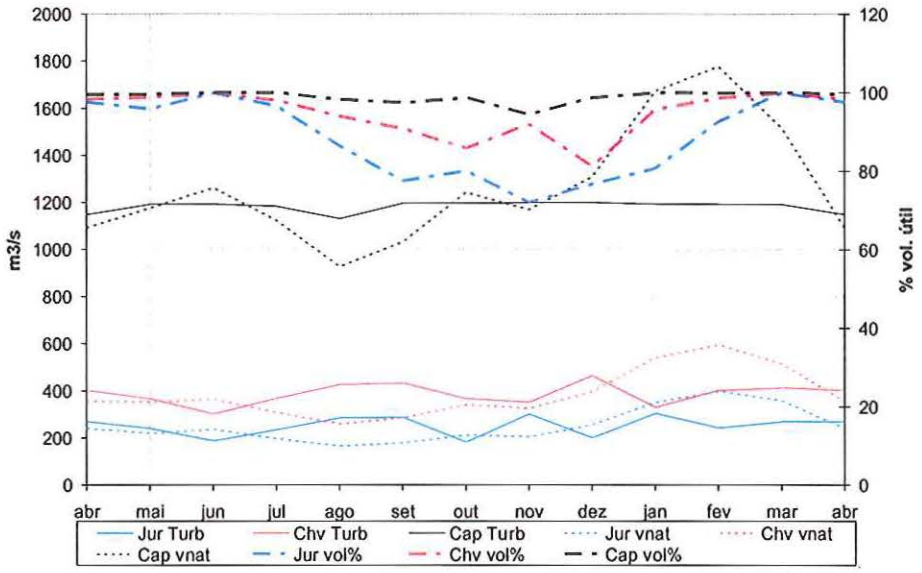

Figura 5.3 - Gráfico Vazão Turbinada x Vazões Naturais x Volumes para o caso 120% MLT

Interessante observar que Capivara opera em uma turbinagem relativamente alta, cerca de $1200 m^3/s$, na maior parte do tempo, pois recebe vazões naturais

elevadas, ocorrendo inclusive vertimentos de setembro a abril, conforme ilustrado a seguir:

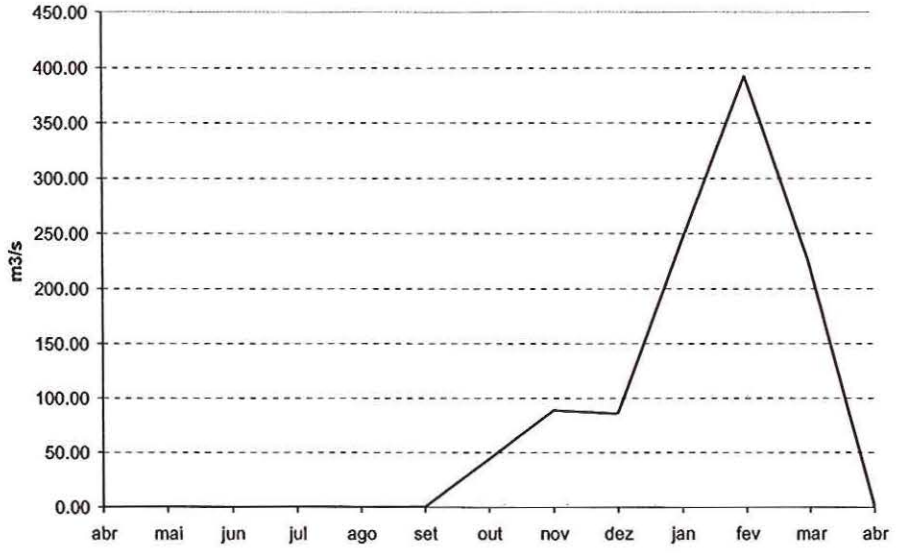

Figura 5.4 - Vertimentos na usina de Capivara no caso 120% MLT

- De abril a novembro, a usina de Chavantes possui um comportamento bem similar ao caso anterior. Porém, de novembro a dezembro, há uma queda mais acentuada no armazenamento desta usina, a qual atinge seu nível mínimo em dezembro, auxiliando Jurumirim no processo de regularização de vazões de modo mais efetivo, a fim de se minimizar vertimentos em Capivara, a qual já não mais opera em seu volume máximo o tempo todo. Isso é ilustrado observando-se a turbinagem crescente de Chavantes em dezembro, em detrimento a uma diminuição da turbinagem de Jurumirim no referido mês.

5.3.3. Estudos com Cenário Seco de Vazões - 60% da MLT

Para o caso 60% MLT, o qual simula condições de baixas afluências, tem-se:

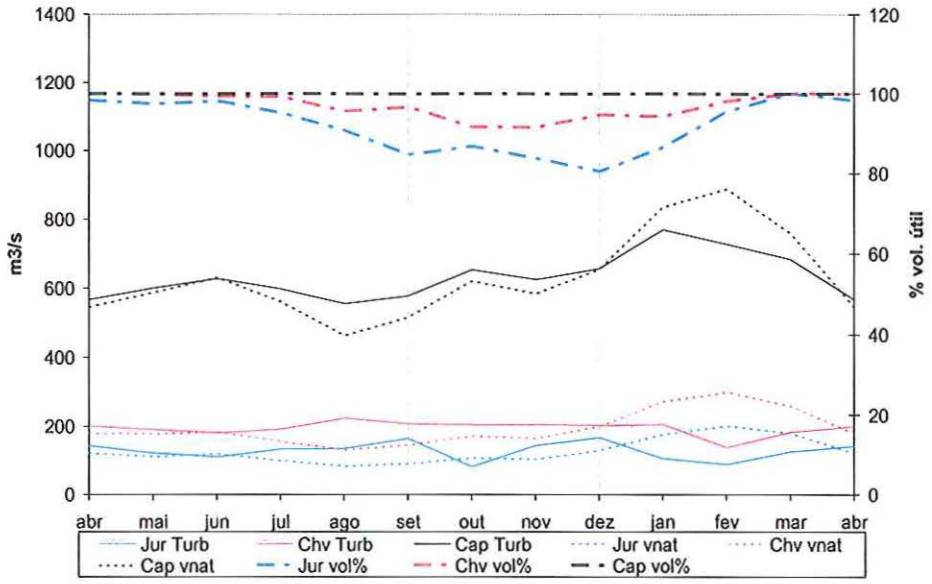

Figura 5.5 - Gráfico Turbinagem x Vazões Naturais x Volumes para o caso 60% MLT

De agosto a janeiro, Chavantes opera com turbinagem praticamente constante, de aproximadamente $200 m^3/s$. As trajetórias de volume têm um comportamento semelhante ao caso 90% MLT, porém deplecionando menos. O nível mais baixo das três é atingido por Jurumirim (aproximadamente 80%).

Observando os resultados obtidos, percebe-se o menor esvaziamento das usinas, mostrando que, na condição otimizada, o sistema é conservativo, procurando reter o estado de maior energia [14].

Deve-se lembrar que uma das condições impostas para a realização dos três estudos é a relativa ao volume final dos reservatórios, o qual deveria ser de 100%, porém depois de cinco anos. Desse modo, analisando somente o primeiro ano, observa-se que, mesmo sendo possível, as usinas não deplecionam muito neste período. Tal condição faz com que o otimizador procure sempre manter as usinas em níveis altos de armazenamento. Em condições reais, isso pode não ser possível, dependendo de fatores como carga solicitada, condições hidrológicas, restrições operativas, etc.

5.3.4. Estudos com Séries Históricas de Vazões

Com condições semelhantes aos demais estudos, mas agora considerando as vazões contidas no registro histórico, são apresentados dois novos estudos, divididos como segue:

- 1931 a 1970;
- 1971 a 1994.

Considerando a otimização realizada com as vazões do período de 1931 a 1970, os resultados obtidos são ilustrados a seguir. Desagregou-se o resultado em 4 gráficos distintos, cada qual abrangendo 10 anos.

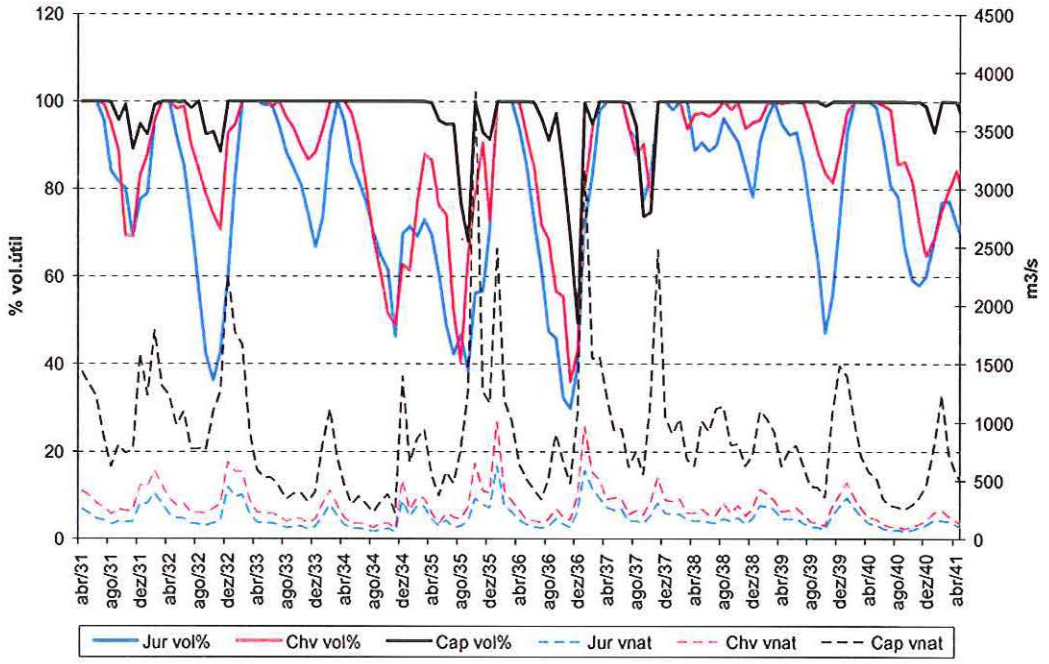

Figura 5.6 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1931 a 1941

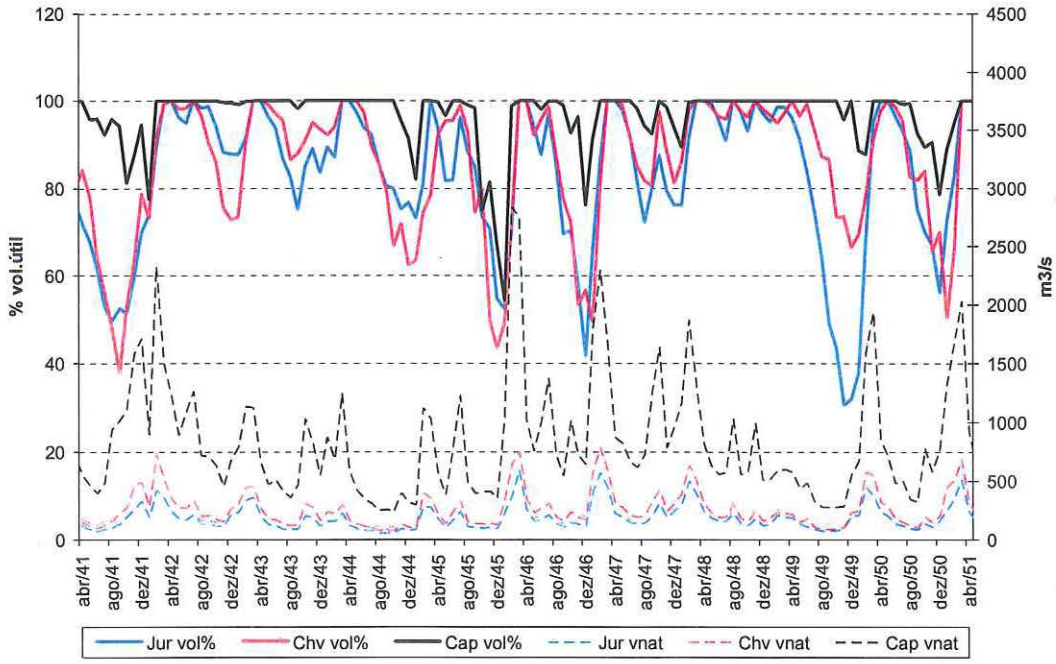

Figura 5.7 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1941 a 1951

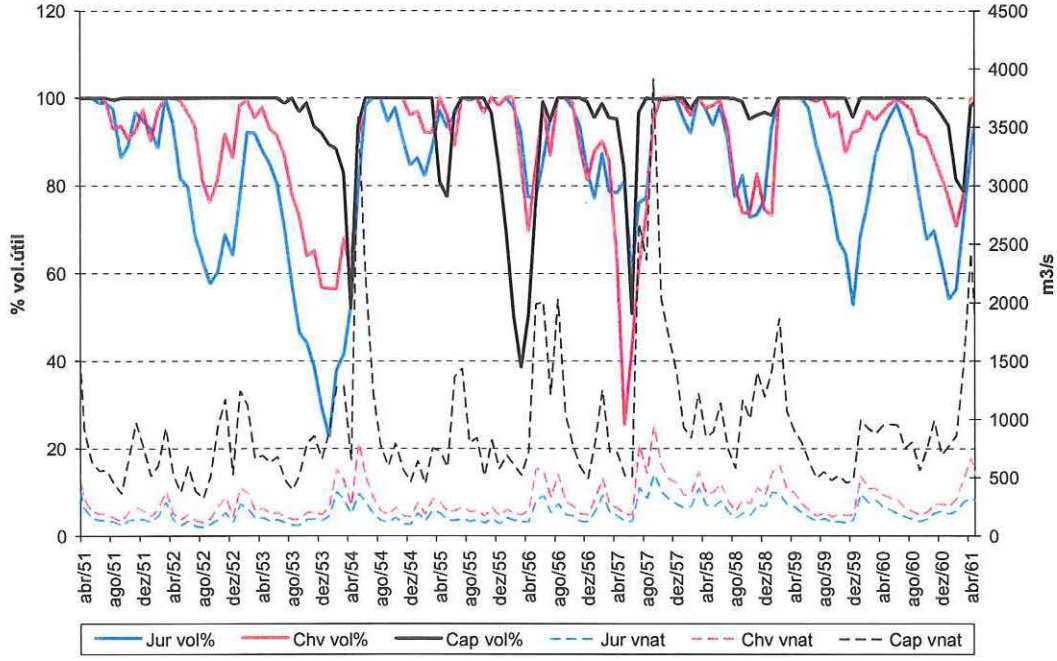

Figura 5.8 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1951 a 1961

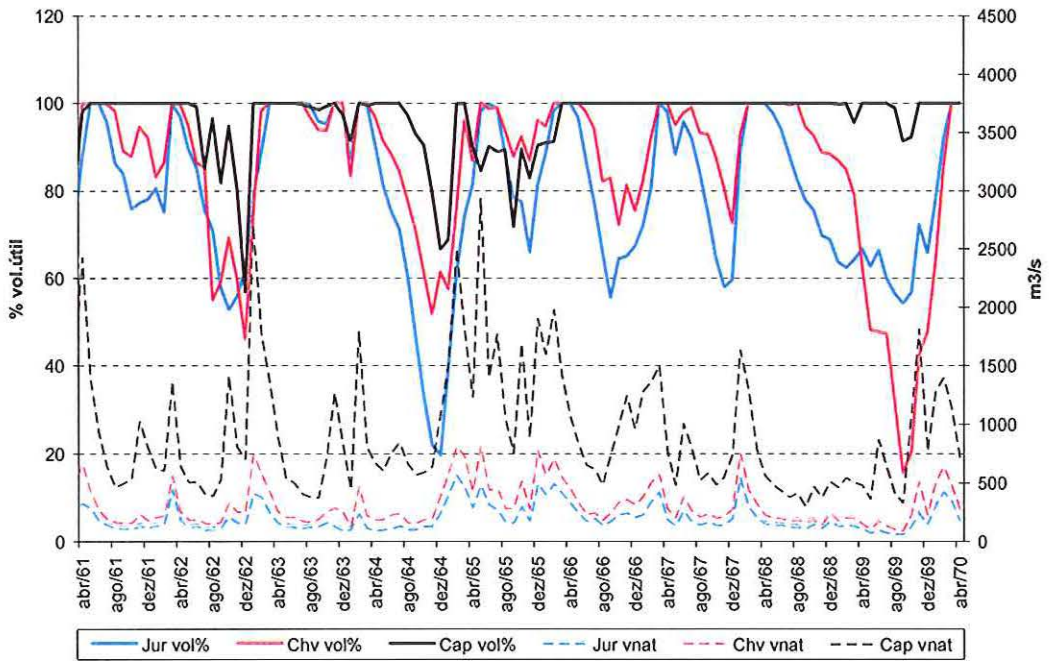

Figura 5.9 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1961 a 1970

Percebe-se, através da observação das figuras 5.6 a 5.9, que a operação ótima dos reservatórios apresenta um comportamento bastante irregular, condizente com o comportamento das vazões afluentes. Porém, tendo como base os resultados obtidos nos testes com vazões baseadas na MLT, pode-se realizar uma análise bastante abrangente da operação das usinas em questão, de modo semelhante à realizada em [24], na qual são obtidos quatro padrões de comportamento, de acordo com as condições hidrológicas de determinados períodos dentro do histórico de vazões. Entretanto, dada a heterogeneidade dos cenários de afluências, tais padrões aparecem, muitas vezes, misturados, pois a identificação dos mesmos não é rígida, havendo variações dentro de cada um [24].

Analisando alguns dos resultados do presente teste, tem-se:

- Abril de 1933 a abril de 1934 e abril de 1939 a abril de 1940 (Figura 5.6): Em ambos os casos, o comportamento dos reservatórios é muito semelhante aos resultados observados nos testes com cenários baseados na MLT. No segundo caso, percebe-se um maior esvaziamento em Jurumirim, em relação ao primeiro, em que o volume desta usina atinge um valor menor que 50%. Observando as vazões naturais

para o período úmido de 1939 a 1940, nota-se um pico de vazões para Capivara, da ordem de $1500 m^3/s$, o que explica tal esvaziamento na usina de cabeceira. É possível notar, ainda, neste cenário, um pequeno deplecionamento em Capivara, além de uma maior utilização de Chavantes, necessários para acomodar as vazões relativamente altas do período.

Algumas variações deste comportamento das usinas são encontradas no decorrer do estudo, dependendo da quantidade de água afluente ao sistema, como, por exemplo, o deplecionamento mais acentuado em Capivara, sem que este seja, no entanto, maior do que o das outras duas usinas.

- Abril de 1934 a abril de 1935, abril de 1942 a abril de 1943, e abril de 1946 a abril de 1947: Nestes cenários, observa-se que Chavantes é deplecionada tanto quanto Jurumirim, aproximadamente. Em comum, os três períodos analisados estão próximos a anos de altíssimas vazões naturais, principalmente em Capivara. Devido ao rigor de tais vazões, lembrando que o modelo empregado é determinístico, e o sistema conservativo, nota-se que Jurumirim não é capaz de realizar a regularização das vazões como nos casos "teóricos", precisando de uma "ajuda" de Chavantes, e também de Capivara, conforme observado nos cenários de 1942 a 1943 e de 1946 a 1947.
- Abril de 1955 a abril de 1956: A usina de Capivara sofre um deplecionamento maior do que as outras duas, apresentando um comportamento de usina de montante, a fim de se evitar vertimentos. Observam-se, em casos similares a este, grandes incrementais na referida usina, desproporcionais em relação às vazões naturais de Jurumirim e Chavantes. Variações deste comportamento são observadas no decorrer dos testes com o histórico, sendo encontradas situações onde os dois primeiros reservatórios da cascata sofrem consideráveis deplecionamentos.
- Em alguns períodos, é possível observar as três usinas operando com volume de 100%, os quais coincidem com baixas afluências dos três reservatórios. É uma situação mais rara, denotando nitidamente, o caráter conservativo do sistema, onde é interessante manter as produtividades das usinas [24].

Para 1971 a 1994, tem-se:

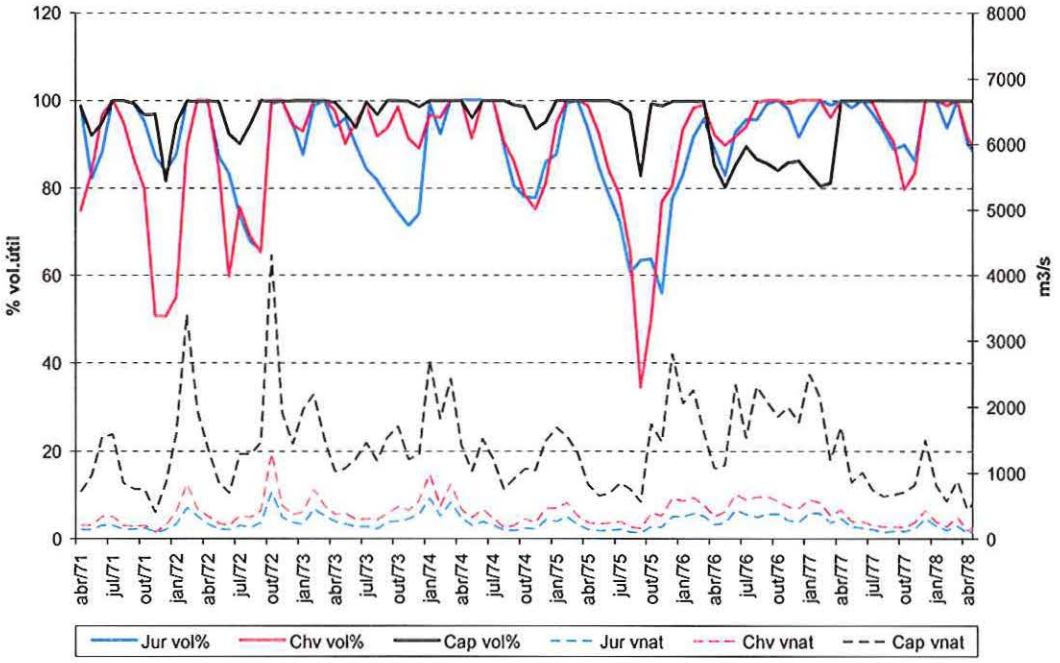

Figura 5.10 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1971 a 1978

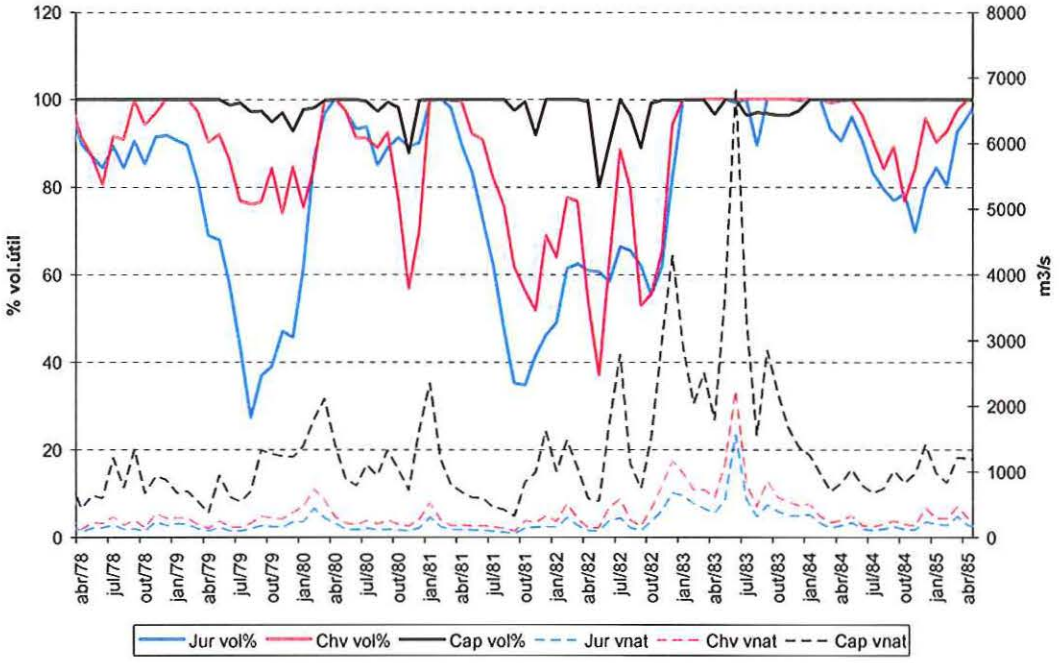

Figura 5.11 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1978 a 1985

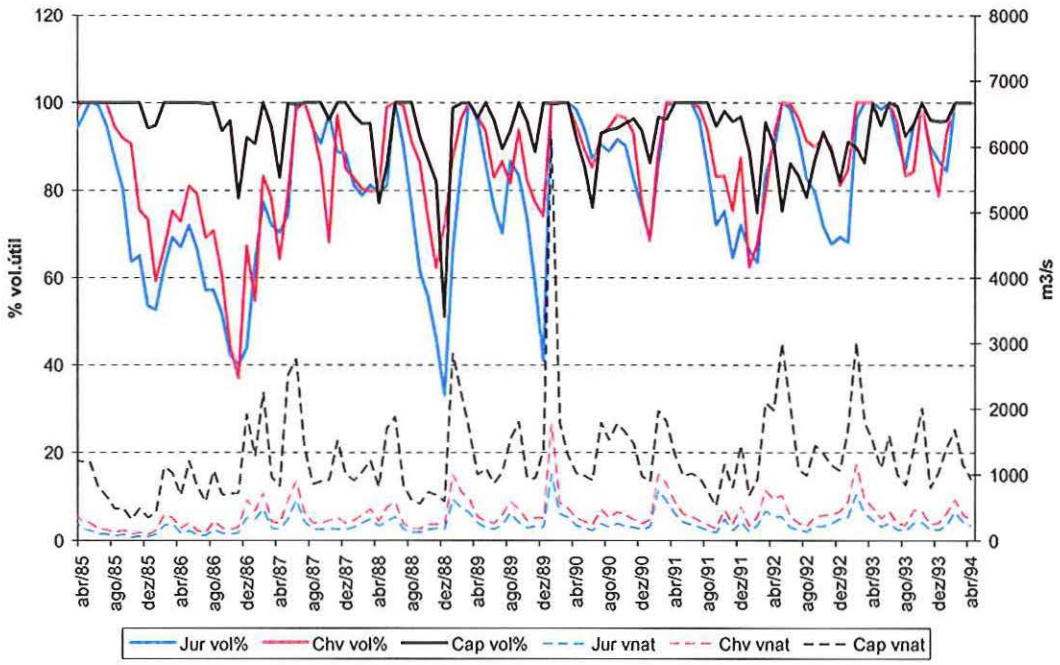

Figura 5.12 - Níveis de reservatório e vazões naturais no período de 1985 a 1994

5.3.5. Considerações Sobre a Hipótese da Não Estacionariedade das Séries de Vazões

Em linhas gerais, a questão da não estacionariedade das séries históricas de vazões é observada devido ao processo de desmatamento ocorrido no decorrer do século XX, em grande parte das bacias.

A influência do uso da terra e dos solos sobre o aumento de vazões nas bacias hidrográficas é marcante, pois pela remoção da cobertura florestal nativa, que foi substituída por pastagens e culturas anuais, houve diminuição da evapotranspiração e aumento do escoamento superficial e do nível do lençol freático [23].

Também pode haver um componente de mudança climática em dados de temperatura e precipitação, entretanto, é possível que tais tendências sejam parte de uma variabilidade secular interdecadal, não causada pela ação do homem [23].

A referência [25] conclui que as séries de vazão e chuva da bacia do rio Paraná, onde se encontra a usina de Itaipu, são não estacionárias, sendo observado um aumento significativo destas após a década de 1970.

Em relação à bacia do rio Paranapanema, objeto de estudo do presente trabalho, observa-se significativa influência de eventos El Niño sobre suas precipitações, o que implica que o aumento destas pode não ser permanente [23].

Assim sendo, optou-se pela divisão dos estudos históricos em dois períodos distintos, a fim de se verificar a questão da não estacionariedade das séries de vazões das usinas do rio Paranapanema. Porém, antes de tal verificação, uma observação relevante a ser feita diz respeito aos gráficos das figuras 5.13 e 5.14. Nelas, são mostradas as curvas de permanência dos volumes dos reservatórios no decorrer dos períodos de análise. Percebe-se a coerência com o comportamento ótimo das usinas, com Jurumirim mantendo seu volume mais baixo do que o das outras usinas em quase de 85% do tempo, em ambos os casos.

Ainda sobre as figuras 5.13 e 5.14, percebe-se indícios da maior quantidade de água no sistema no segundo período histórico analisado, pelo maior deplecionamento em Capivara, evidenciado na comparação de ambos os casos, mostrada na Figura 5.15.

Pode-se, ainda, fazer uma analise comparativa entre os dois períodos, considerando as curvas de permanência de volumes armazenados, geração e vazões naturais (figuras 5.16 a 5.19), a fim de se verificar a hipótese de não estacionariedade das series históricas. Desse modo, são apresentados os gráficos a seguir:

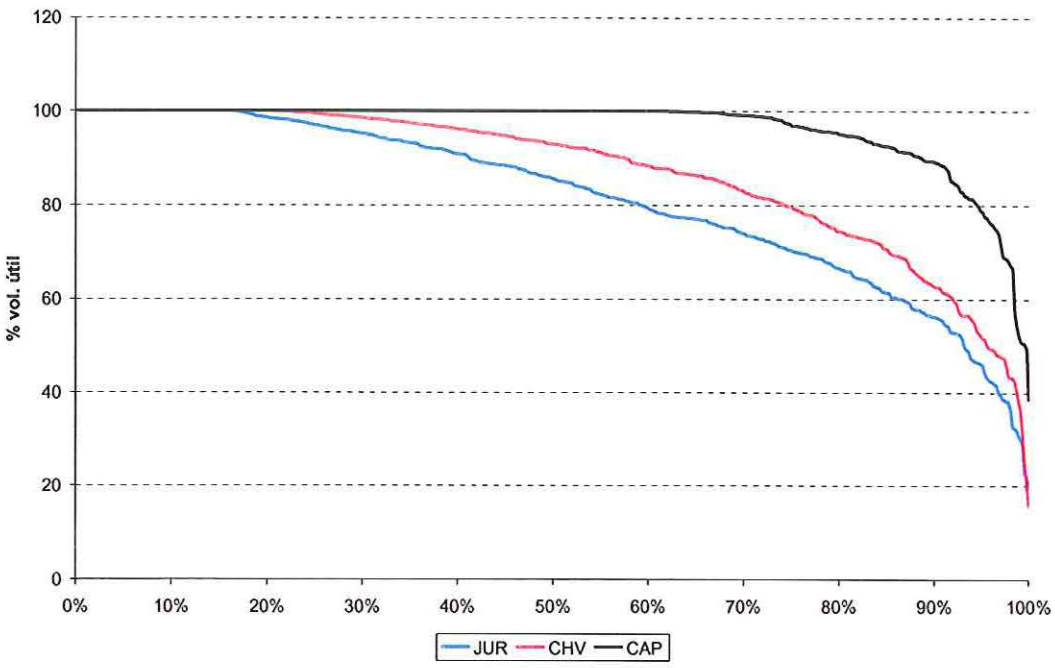

Figura 5.13 - Curva de Permanência dos Níveis dos Reservatórios – Período 1931 a 1970

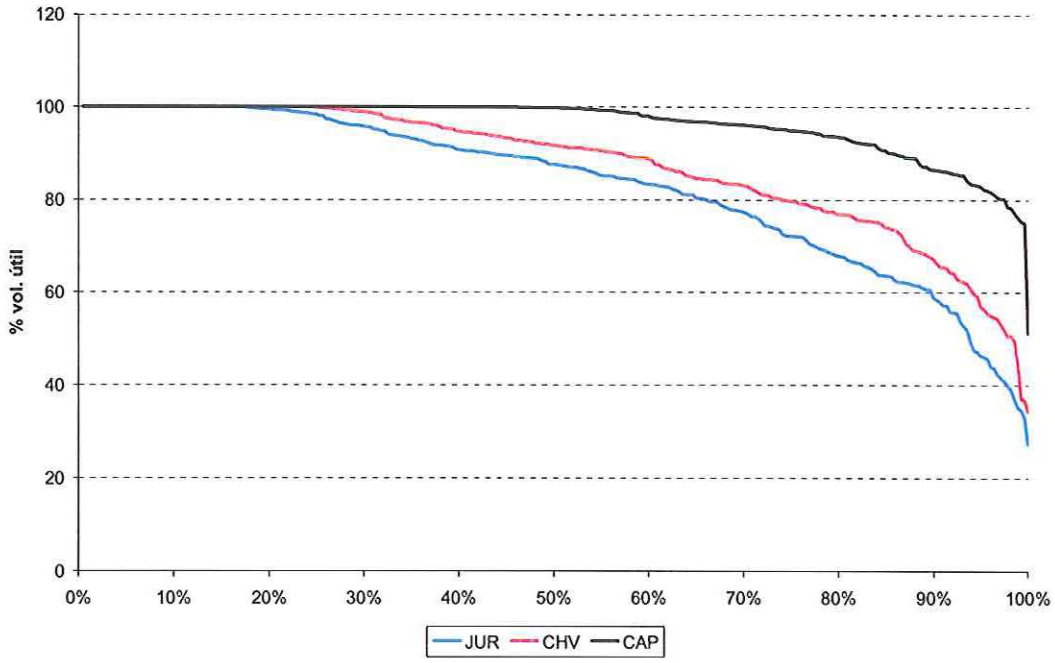

Figura 5.14 - Curva de Permanência dos Níveis dos Reservatórios – Período 1971 a 1994

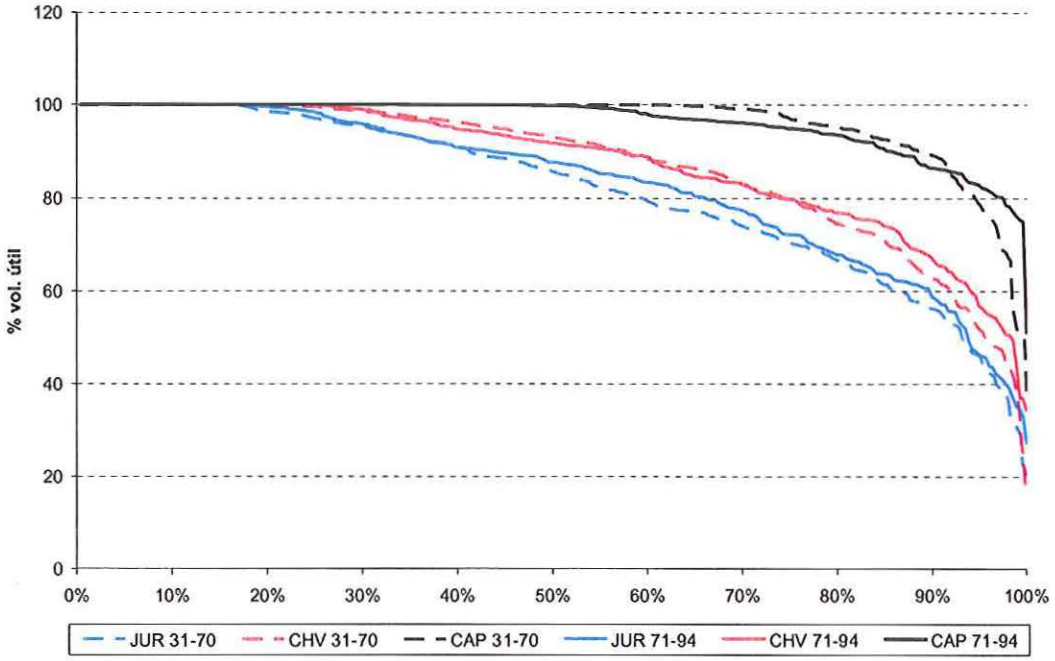

Figura 5.15 – Comparação entre as curvas das figuras 5.13 e 5.14

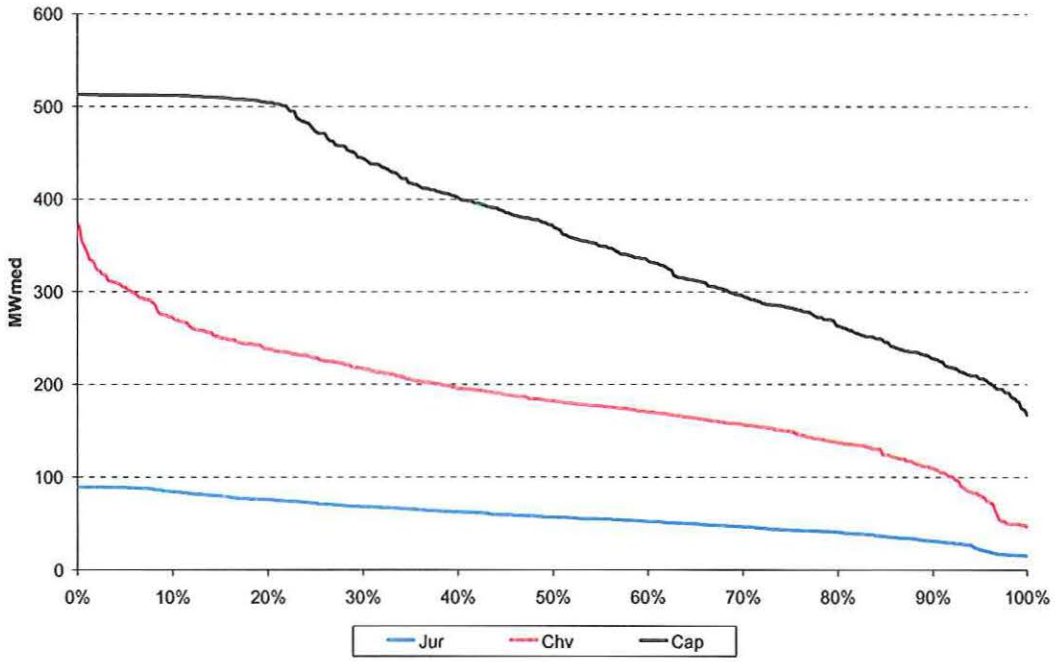

Figura 5.16 - Curva de Permanência – Geração – Período 1931 a 1970

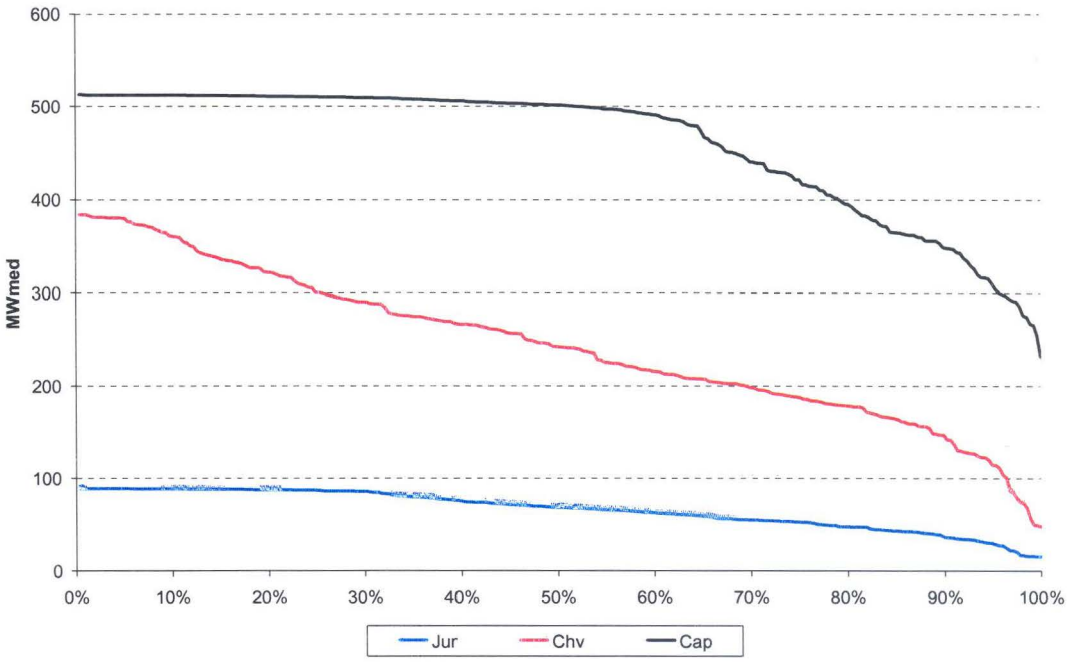

Figura 5.17 - Curva de Permanência – Geração – Período 1971 a 1994

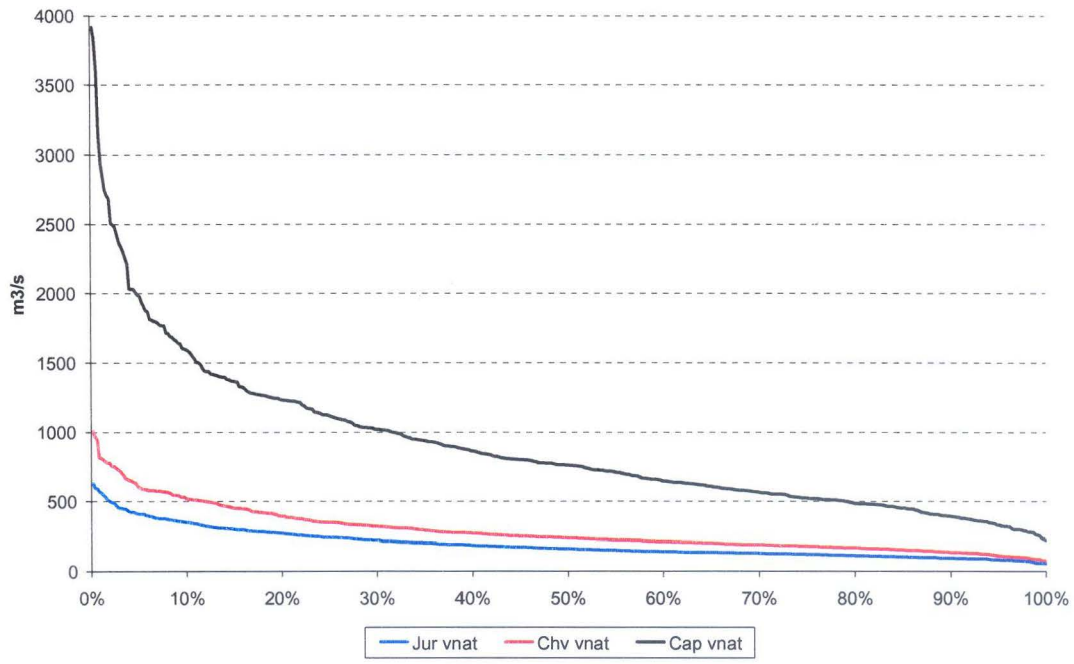

Figura 5.18 - Curva de Permanência – Vazões Naturais – Período 1931 a 1970

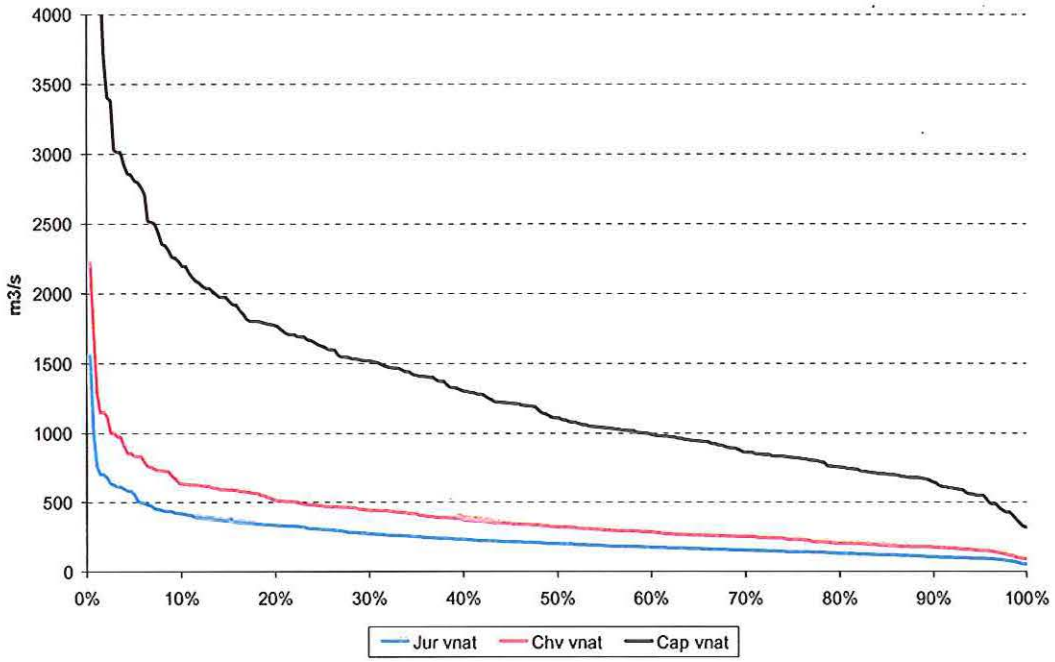

Figura 5.19 - Curva de Permanência – Vazões Naturais – Período 1971 a 1994

Comparando os gráficos das figuras 5.16 e 5.17, percebe-se a grande diferença entre os períodos, no que diz respeito à geração das usinas a reservatório. De 1931 a 1970, a geração de Capivara é maior ou igual a 500MWmédios em praticamente 20% do tempo, enquanto que de 1971 a 1994, tal valor é atingido ou ultrapassado em aproximadamente 55% do tempo. A geração de Jurumirim e Chavantes também é maior no segundo período analisado.

As figuras 5.18 e 5.19 mostram as vazões naturais em cada período. Nota-se a maior quantidade de água após 1970 nas três usinas analisadas, confirmando a hipótese levantada sobre o aumento das vazões naturais na bacia do Paranapanema.

Tendo em vista as características operativas observadas nos testes de otimização, pode-se, então, analisar o sistema em condições mais próximas da realidade, procurando, porém, a operação mais próxima do ótimo possível. Para tanto, recorre-se geralmente a programas de simulação. Estes, conforme mencionado, operam de acordo com uma regra de operação pré-definida. No próximo capítulo, serão mostrados os testes de simulação das usinas do Paranapanema.

6. SIMULAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

6.1. Regras de Operação

Conforme já mencionado no início do capítulo anterior, na simulação não há um procedimento de tomada de decisão inerente ao processo. Desse modo, as regras de operação são necessárias para estabelecimento de uma política de enchimento/esvaziamento dos reservatórios, a fim de se obter um adequado aproveitamento dos recursos hidroenergéticos disponíveis.

A importância das regras de operação reside no fato de que, na maioria dos sistemas, inclusive em quase todas as usinas a reservatório do sistema elétrico brasileiro, a maneira como o conjunto das usinas de uma determinada cascata é enchido/deplecionado pode alterar a energia possível de ser obtida pelo conjunto, devido principalmente ao efeito cota [22].

Por exemplo, conforme visto no capítulo anterior, a operação ótima das usinas do Paranapanema, vistas isoladamente, consiste, basicamente, no maior deplecionamento da usina de cabeceira, Jurumirim, buscando sempre manter o nível da usina de Capivara o mais cheio possível, desde que sua vazão incremental não seja muito elevada, a ponto de causar seu deplecionamento. Caso fosse feito o inverso, isto é, Capivara deplecionada antes das outras usinas, haveria perda de produtividade nesta usina, pois seriam aproveitadas as vazões oriundas das demais unidades sem que seu volume útil esteja com uma condição favorável. Em outras palavras, com a mesma quantidade de água, o sistema geraria menos, além de terminar com um estado de armazenamento mais baixo do que na operação ótima.

As regras de operação procuram determinar qual o comportamento de cada usina a reservatório em função do posicionamento global do sistema, a fim de estabelecer um comportamento relativo entre elas ao longo de um processo operativo [22]. Para tanto, o melhor parâmetro a ser considerado para cada usina é seu volume, sendo este, então, a "variável de decisão" para as regras de operação. Considerando o comportamento global do sistema, o parâmetro mais significativo seria sua energia armazenada total.

Dessa forma, as regras de operação procuram estabelecer relações entre os volumes de cada usina e a energia armazenada total do sistema [22].

6.2. Regra de Operação em Paralelo

A regra de operação em paralelo é bastante conhecida e utilizada, muito embora não possua critérios matemáticos ou intuitivos que justifique seu uso [22], a não ser sua simplicidade e facilidade de implementação.

Por essa regra, todos os reservatórios do sistema devem ser mantidos com a mesma porcentagem de seus volumes úteis. Por exemplo, definindo uma variável λ como sendo o fator de acoplamento entre as usinas do sistema, podendo este variar de zero a um, representando os volumes mínimo e máximo, respectivamente, de cada reservatório, tem-se que se $\lambda = 0{,}5$, isso implicaria em manter todas as usinas com um volume de 50% de seus respectivos volumes úteis.

Para a aplicação de tal regra, a equação que representaria o volume de cada usina pode ser escrita como uma equação de uma reta, onde λ é o coeficiente angular da reta resultante. Desse modo, tem-se:

$$v(\lambda) = \underline{v} + \lambda \cdot (\overline{v} - \underline{v}) \qquad 6.1$$

onde:

$(\overline{v} - \underline{v})$: volume útil da usina;

λ : fator de acoplamento – coeficiente angular da reta;

$\underline{v}$: volume mínimo operativo da usina;

$\overline{v}$: volume máximo operativo da usina;

De acordo com os padrões de comportamento observados no decorrer dos testes com o otimizador, no capítulo 5, percebe-se que a regra em paralelo, apesar de sua simplicidade, não seria a melhor opção para o planejamento da operação, pois a mesma não "enxerga" as características ótimas do sistema em estudo.

6.3. Regras de Operação Baseadas em Otimização

Podem ser incorporados critérios de otimalidade às regras de operação. Uma opção para tanto seria definir o fator de acoplamento como a energia armazenada do sistema, estabelecendo-se uma relação física entre as variáveis envolvidas no problema [22]. Então, percebe-se que os pontos em comum pertencentes às regras de todas as usinas são (0,0) e (1,1), representando os pontos onde todos os volumes e a energia armazenada total são zero, e onde tais valores atingem seu ponto de máximo, respectivamente. A união entre os dois pontos para cada unidade é feita agora por uma função $f_i(\lambda)$, a ser obtida com base nos estudos de otimização. Conseqüentemente, a nova equação das regras de operação é dada por:

$$v_i(\lambda) = \underline{v}_i + f_i(\lambda) \cdot (\overline{v}_i - \underline{v}_i) \qquad 6.2$$

A obtenção da função $f_i(\lambda)$ pode ser feita através da obtenção de uma função polinomial, cujos coeficientes podem ser calculados por metodologias apropriadas para tanto. O modelo que foi utilizado para os estudos de simulação contidos neste capítulo utiliza, como opção padrão, o ajuste das regras através da aplicação do Método da Montanha, baseado na determinação de centróides, ou centros de agrupamento que melhor caracterizem a relação entre volume e energia armazenada do sistema, para cada usina. Após tal determinação, cria-se uma base de conhecimento Fuzzy que utilize os centróides obtidos, a fim de se determinar a curva ajustada [22].

Entretanto, pode-se utilizar, via de regra, outro método de ajuste clássico qualquer, tal como o método dos Mínimos Quadrados, o qual está disponível em softwares comerciais, como, por exemplo, o Microsoft Excel, utilizado para a

obtenção das curvas mostradas no exemplo da Figura 6.1, onde foi feito um ajuste polinomial de ordem quatro para cada reservatório:

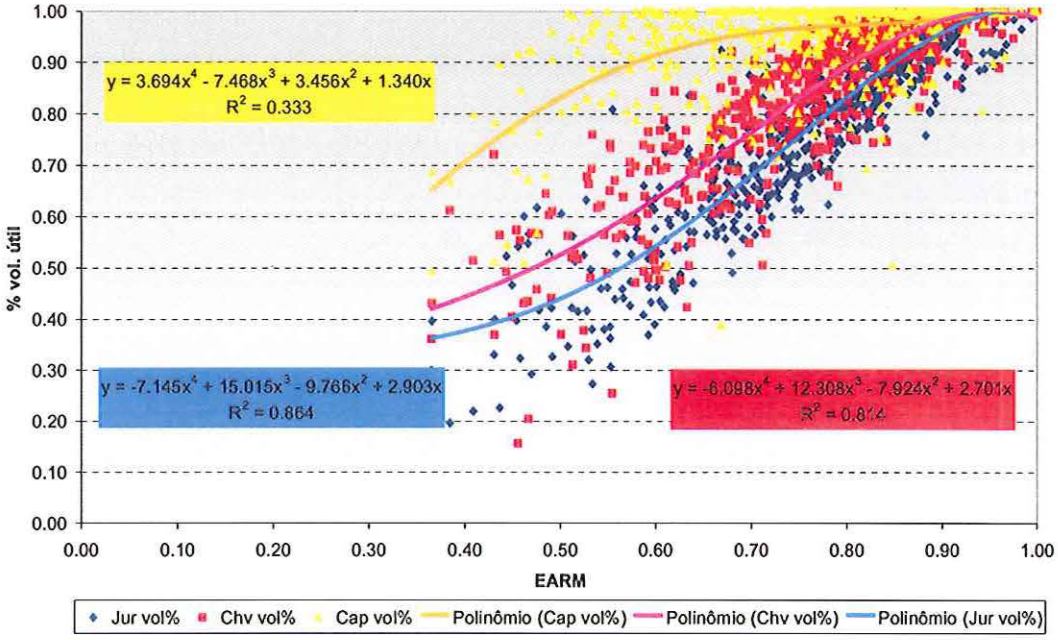

Figura 6.1 – Exemplo de obtenção de regras de operação

Desse modo, as equações indicadas no gráfico seriam as funções em λ (na figura, representado por x) necessárias para o ajuste das regras de operação de cada usina. No exemplo, o valor de R^2, o qual representa, basicamente, a qualidade do ajuste obtido[13], percebe-se que este é razoavelmente bom para Jurumirim e Chavantes, porém baixo para Capivara, a qual possui pontos mais dispersos. Apesar disso, tais regras mostram coerência com os resultados observados nos testes de otimização, as quais levariam, muito provavelmente, o sistema a uma operação mais próxima do ótimo do que no caso da utilização da regra em paralelo.

O exemplo anterior tem caráter meramente ilustrativo, mesmo porque a análise de qual o melhor método para se obter as regras de operação não faz parte do escopo do presente trabalho.

[13] O coeficiente de determinação R^2 revela o grau de correspondência entre os valores estimados para a curva obtida e os dados reais. Quanto mais próximo de 1, mais confiável é o ajuste.

6.4. Simulação das Usinas do Paranapanema baseada em Regras de Operação Baseadas em Otimização

Para tal estudo, foi considerado o período de maio de 1999, coincidente com a entrada em operação das usinas Canoas I e II, a agosto de 2001.

Para tanto, foi utilizado o aplicativo *Sir* (Simulação Individualizada de Usinas Hidrelétricas Através de Regras de Operação), o qual utiliza regras baseadas em otimização, obtidas, como já dito anteriormente, pela aplicação do Método da Montanha. As condições iniciais do estudo foram as seguintes:

- Regras de operação baseadas em otimização, conforme descrito na referência [22]:

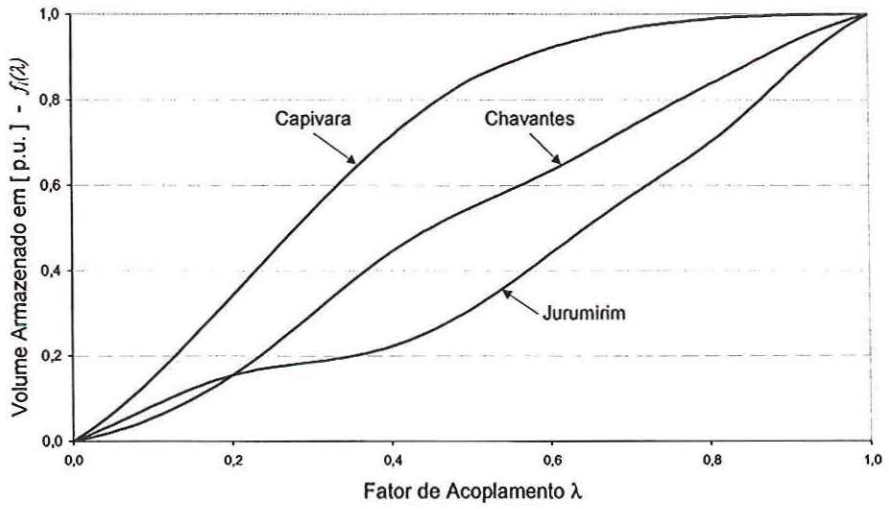

Figura 6.2 - Regras de operação para os reservatórios do rio Paranapanema – Fonte: Manual Sir

- Vazões naturais verificadas em cada usina no período de estudo;

VAZÕES NATURAIS VERIFICADAS (m3/s)								
	JUR	CHV	SAG	CN2	CN1	CPV	TAQ	ROS
Mai/99	207	307	446	458	475	1012	1141	1298
Jun/99	198	298	416	425	441	1049	1135	1307
Jul/99	224	360	460	468	484	1428	1545	1717
Ago/99	128	188	277	287	303	659	752	885
Set/99	201	309	405	415	429	792	885	1038
Out/99	151	211	306	314	324	596	677	800
Nov/99	115	153	230	238	248	447	552	663
Dez/99	132	174	282	291	303	514	625	763
Jan/00	210	281	398	407	418	687	771	895
Fev/00	269	527	708	724	748	1855	1936	2123
Mar/00	221	346	484	495	522	1096	1166	1329
Abr/00	141	181	281	287	299	588	646	755
Mai/00	95	133	209	220	241	471	486	577
Jun/00	92	143	219	223	239	485	526	635
Jul/00	92	146	232	235	255	587	634	754
Ago/00	98	179	257	261	285	699	748	873
Set/00	251	477	592	604	635	1919	1994	2191
Out/00	123	218	280	286	313	973	1081	1213
Nov/00	176	296	387	395	428	990	1102	1204
Dez/00	247	394	515	524	554	1124	1238	1371
Jan/01	255	369	495	498	531	1260	1377	1557
Fev/01	453	733	943	951	985	2280	2405	2586
Mar/01	316	461	623	627	651	1313	1438	1617
Abr/01	173	236	335	346	373	754	839	949
Mai/01	200	308	417	435	460	991	1081	1232
Jun/01	207	333	434	444	475	1112	1179	1356
Jul/01	181	288	375	377	408	981	1053	1177
Ago/01	161	253	332	334	357	831	939	1066
Set/01	157	254	339	341	351	815	893	1018
Out/01	278	430	531	534	547	1508	1632	1764
Nov/01	155	246	318	320	334	804	909	1010
Dez/01	424	599	777	742	761	1314	1416	1575
Jan/02	517	686	944	905	956	1801	1963	2074
Fev/02	409	543	719	691	738	1267	1423	1563
Mar/02	277	396	507	529	544	988	1074	1189
Abr/02	187	236	316	330	336	569	679	746
Mai/02	210	345	462	473	495	1236	1358	1557
Jun/02	126	186	258	273	288	628	714	820
Jul/02	122	185	264	262	285	600	659	779
Ago/02	154	208	313	303	317	788	896	972

Tabela 6.1 - Vazões naturais verificadas - Fonte: Duke Energy International

- Demanda: a demanda foi considerada igual à soma da geração verificada em todas as usinas da cascata, mensalmente;

GERAÇÕES VERIFICADAS - TOTAL PARANAPANEMA (MWmês)									
Mai/99	1408.44	Jan/00	1167.37	Set/00	1055.77	Mai/01	1260.00	Jan/02	1754.00
Jun/99	1291.86	Fev/00	1063.26	Out/00	1196.02	Jun/01	1026.00	Fev/02	1670.00
Jul/99	1412.60	Mar/00	1150.77	Nov/00	1282.00	Jul/01	1060.00	Mar/02	1386.00
Ago/99	1387.51	Abr/00	998.98	Dez/00	1172.00	Ago/01	1206.00	Abr/02	1520.00
Set/99	1431.14	Mai/00	835.71	Jan/01	1188.00	Set/01	1202.00	Mai/02	1282.00
Out/99	1458.60	Jun/00	834.92	Fev/01	1288.00	Out/01	1392.00	Jun/02	1128.00
Nov/99	1400.41	Jul/00	865.29	Mar/01	1514.00	Nov/01	1332.00	Jul/02	1094.00
Dez/99	1436.42	Ago/00	838.47	Abr/01	1288.00	Dez/01	1392.00	Ago/02	1362.00

Tabela 6.2 - Dados de geração verificada das usinas do rio Paranapanema - Fonte: Duke Energy International

- Restrições de operação verificadas durante o período de estudo;

Restrições utilizadas no simulador Sir - dados verificados - mai99 a ago02									
		JUR	CHV	SAG	CN2	CN1	CPV	TAQ	ROS
Volume (hm3)	min	4300	6512	-	-	-	5879	-	-
	max	7184	8735	-	-	-	10494	-	-
Defluência (m3/s)	min	92	182	288	290	305	589	630	737
	max	522	774	1131	1000	1046	1942	1968	2079
Geração (MW)	min	22	98	44	12	21	202	137	137
	max	96	394	66	70	80	488	338	292

Tabela 6.3 - Restrições de operação verificadas

- Níveis finais verificados em abril de 1999, para cada usina a reservatório:

NIVEIS (%) - FINAL DO MES - ABRIL/99		
JUR	CHV	CPV
74.98%	76.23%	93.55%

Tabela 6.4 - Níveis dos reservatórios no final do mês de abril de 1999

Foram então obtidos os resultados ilustrados pelos gráficos a seguir:

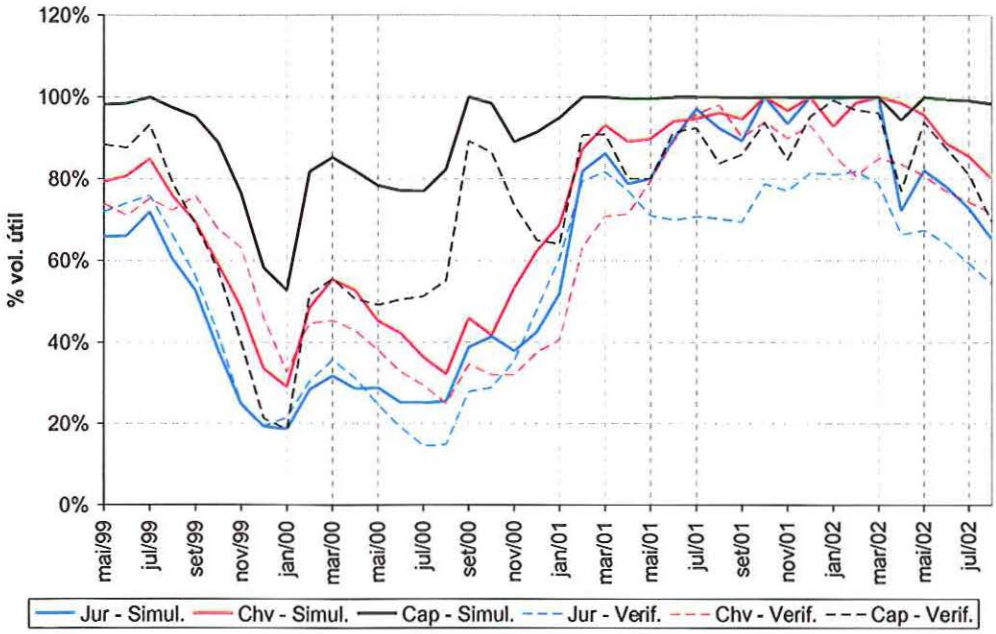

Figura 6.3 - Trajetórias de volume verificados e simulados com regras otimizadas para as usinas a reservatório do rio Paranapanema

A fim de verificar o comportamento dos reservatórios na maior parte do tempo, pode-se montar os gráficos com as curvas de permanência dos níveis dos reservatórios para os dados simulados e verificados. Assim, tem-se:

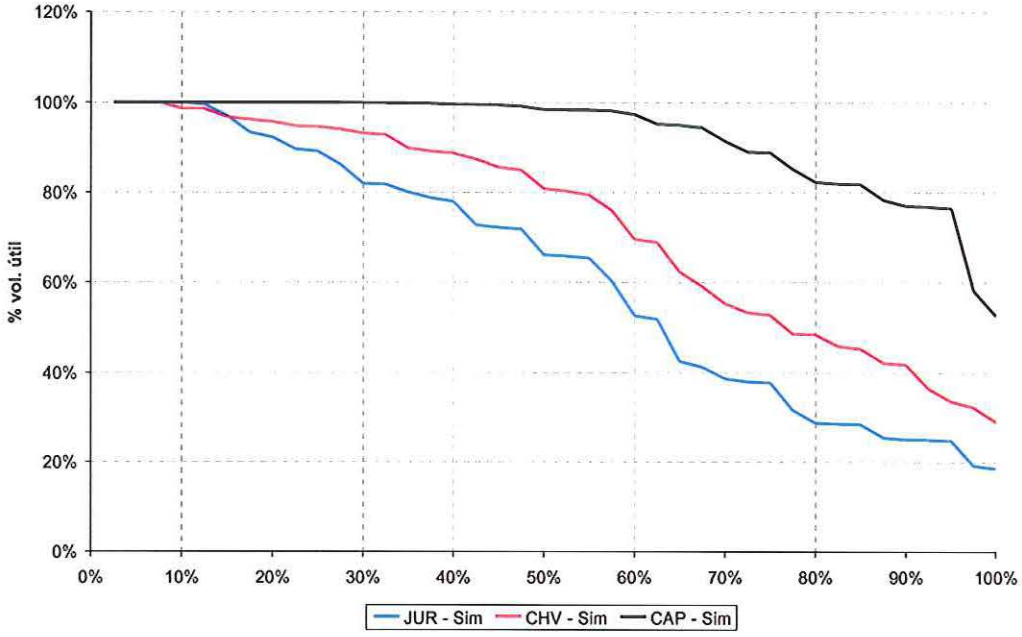

Figura 6.4 - Curva de permanência – níveis de reservatórios simulados

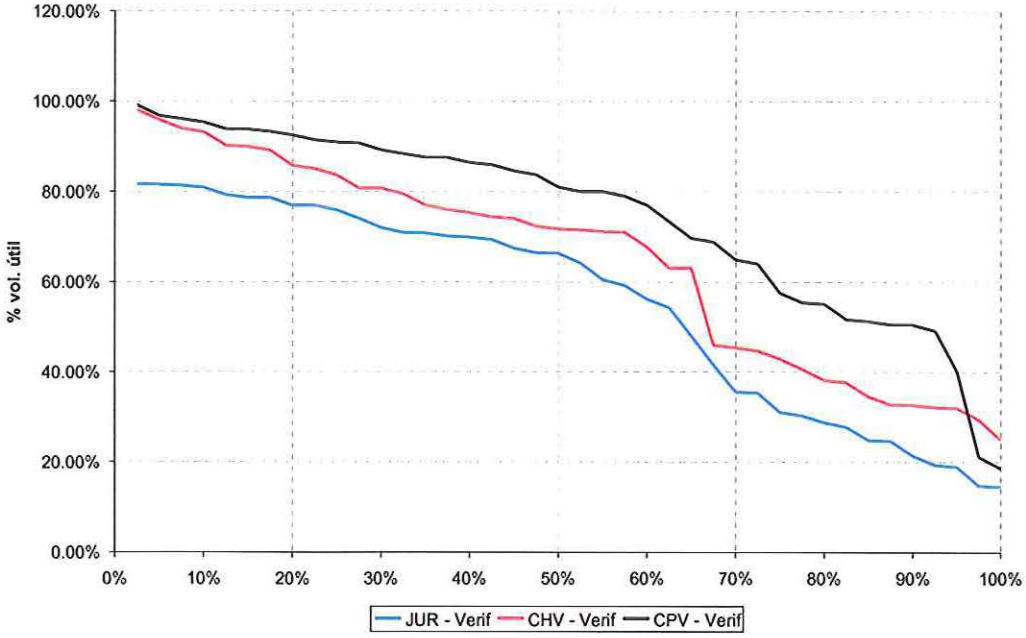

Figura 6.5 - Curva de permanência – níveis de reservatórios verificados

Observando os gráficos, percebe-se a coerência com os dados otimizados, reiterando a importância de Jurumirim na regularização da bacia do Paranapanema. Nos dois casos, tal usina opera em volume inferior às outras duas na maior parte do tempo, principalmente considerando os dados simulados, pois os mesmos foram obtidos através de regras otimizadas de enchimento / esvaziamento dos reservatórios. Outro fato interessante de se constatar é o comportamento dos reservatórios na operação real, observado nas figuras 6.3 e 6.5. Os reservatórios deplecionam e recuperam seus níveis praticamente mantendo uma mesma proporção entre si, tendendo ao paralelismo, não estando, porém, sempre com os mesmos percentuais de armazenamento, o que ocorre quando o sistema é simulado obedecendo à regra de operação em paralelo. Isso pode ser explicado, basicamente, pelo fato de a operação real possuir diversas condições, restrições e contingências as quais os modelos computacionais, por mais detalhados que sejam, não conseguem captar.

Em termos de geração de energia, os resultados foram os seguintes:

GERAÇÃO (MWmédio)			
	Jurumirim	Chavantes	Capivara
Mínimo	24.95	112.95	233.60
Médio	57.13	200.14	387.33
Máximo	92.79	344.61	481.66
Mediana	56.17	185.13	399.03

Tabela 6.5 - Dados simulados de geração – MWmédio

Assim, pode-se comparar os resultados obtidos na simulação com os dados verificados, obtendo-se então o seguinte gráfico:

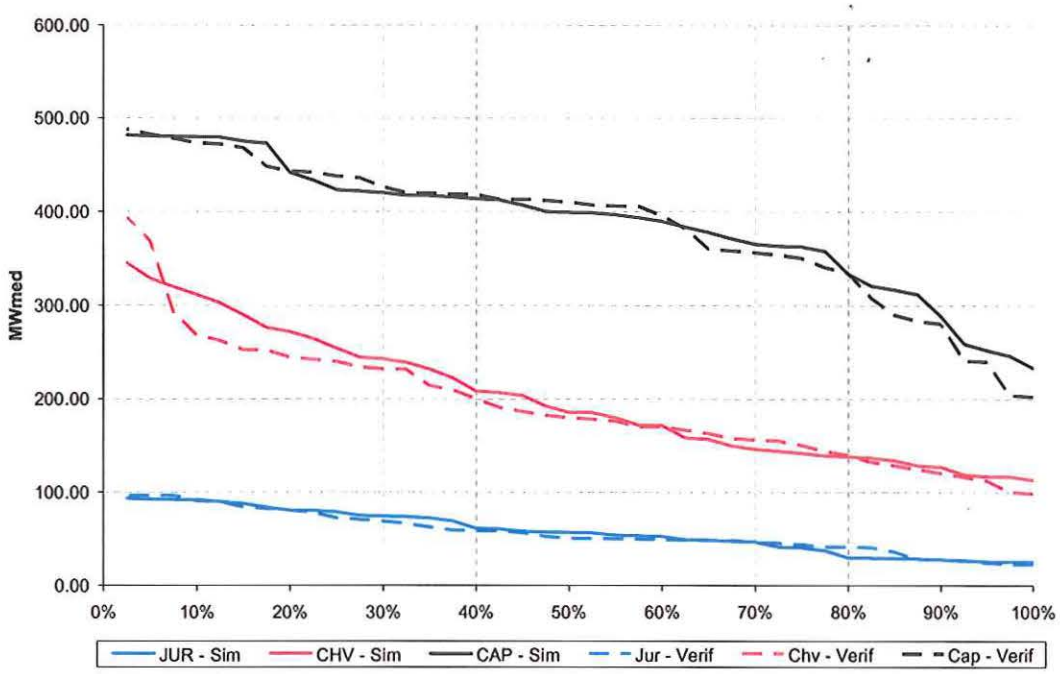

Figura 6.6 - Curvas de permanência – Gerações simulada x verificada

Nota-se grande semelhança entre as curvas, de acordo com o esperado, pois a carga a ser atendida é a mesma em ambos os casos. Entretanto, no caso simulado, as mesmas possuem um comportamento mais suave, indicando uma utilização mais racional dos recursos.

A Figura 6.6 mostra, ainda, uma semelhança entre as trajetórias, mostrando coerência com a imposição do modelo em se atingir as metas de geração consideradas.

GERAÇÃO TOTAL POR USINA E DE TODA CASCATA NO PERÍODO - MWmédio									
	JUR	CHV	SAG	CN2	CN1	CPV	TAQ	ROS	TOTAL
Dados Simulados	2285.14	8005.40	2233.33	1870.22	2381.24	15493.23	9593.01	8830.87	50692.45
Dados Verificados	2248.86	7730.47	2146.40	2010.50	2426.20	15318.54	9355.98	8794.59	50031.54
Diferenças	36.28	274.94	86.93	-140.29	-44.96	174.70	237.03	36.28	660.91
Diferenças %	1.61%	3.56%	4.05%	-6.98%	-1.85%	1.14%	2.53%	0.41%	1.32%

Tabela 6.6 - Geração total por usina durante o período de estudo

Ainda assim, percebe-se uma diferença de 1,32% na geração total da cascata quando o sistema Paranapanema é operado a partir da simulação com regras de

operação otimizada. Parte dessa diferença ocorre, provavelmente, devido a folgas no simulador para atendimento da meta de geração do sistema.

Os volumes dos reservatórios no final do período de simulação são indicados na Tabela 6.7:

	JUR	CHV	CAP
Verificado	54.30%	71.66%	69.73%
Simulado	65.40%	80.21%	98.35%

Tabela 6.7 – Níveis dos reservatórios em agosto de 2002.

Nota-se, portanto, um ganho na energia armazenada no sistema, devidamente mensurado na Tabela 6.8:

	JUR	CHV	CAP	TOTAL
Verificado	1392.00	1536.21	1207.83	4136.03
Simulado	1640.54	1682.47	1637.69	4960.70
Ganho	17.9%	9.5%	35.6%	19.9%

Tabela 6.8 – Energias Armazenadas nos casos verificado e simulado.

Dessa forma, a operação otimizada da cascata do Paranapanema, isoladamente, resultaria num ganho de energia armazenada, no final do período, de 19,9%. Cabe lembrar que a operação real da cascata é feita de modo integrado, no âmbito do SIN, sujeita a uma complexidade maior, sendo considerados fatores como restrições elétricas, limites de intercâmbio entre áreas, demanda a ser atendida, etc. Outro fator importante, não levado em conta no modelo estudado, é a necessidade de se maximizar a geração da bacia para controle das afluências à usina de Itaipu. Porém, é importante ressaltar que tais constatações não invalidam, absolutamente, os estudos realizados, sendo os mesmos totalmente relevantes para o bom conhecimento do sistema em análise. Considerando, ainda, que há um certo grau de competição entre as empresas no setor elétrico, é, portanto, imperativo que estas procurem obter o máximo rendimento de seu sistema gerador, mesmo a operação do SIN sendo interligada, pois isso possibilita que os operadores possam utilizar os conhecimentos e técnicas discutidas no presente trabalho como importante e poderosa ferramenta de apoio a decisões, a fim de ser obtida a melhor maneira possível de gerar a energia demandada pelo SIN, respeitando-se todas as restrições envolvidas no processo.

7. CONCLUSÕES

Em relação ao estudo inicial, mostrado no capítulo 2, alguns comentários podem ser feitos:

- A reestruturação do setor elétrico brasileiro pode ser considerada como uma das mais complexas do mundo, devido ao seu tamanho e, principalmente, características que o tornam único em âmbito mundial, como, por exemplo, a predominância de geração de origem hidrelétrica e presença de usinas com regularização plurianual de afluências, usinas em uma mesma cascata, pertencentes a diferentes proprietários, despacho centralizado de recursos de geração, dentre outras.
- Nota-se, então, a dificuldade de se ajustar um modelo de mercado competitivo no país, que contemple, de forma a não prejudicar a otimização da operação do sistema, as principais particularidades do Sistema Interligado Nacional. Sabe-se que o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de potência é um problema não separável, ou seja, não há como otimizar a operação de cada usina de modo independente do resto do sistema. Há, desse modo, a necessidade de se considerar o parque gerador e as interligações existentes como um todo.

Seja qual for o cenário regulatório, devido às principais características do sistema elétrico nacional, o problema do planejamento da operação permanece tendo por objetivos a otimização de recursos hidrelétricos disponíveis, minimizando o custo total de operação, na medida do possível, através da minimização da necessidade de geração termelétrica e, naturalmente, da possibilidade de ocorrência de déficits futuros de energia elétrica.

Assim sendo, o presente trabalho teve como objetivo mostrar, através do estudo da aplicação de técnicas de otimização no planejamento da operação de usinas em cascatas para um caso específico, que a filosofia aplicada pode ser utilizada como importante ferramenta de apoio à decisão na operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Tal objetivo foi atingido, conforme os resultados que os testes realizados nos capítulos 5 e 6 procuraram ilustrar.

As características principais das usinas utilizadas como estudo de caso foram levantadas no capítulo 5. Para tanto, foram realizados testes de otimização da cascata, tanto com cenários de vazões baseados na MLT, quanto com cenários baseados nas séries históricas. Em geral, foi visto que a operação ótima destas usinas é obtida pela maior utilização do reservatório de cabeceira, Jurumirim, o qual tem a função de regularizar as vazões afluentes aos demais aproveitamentos. Dessa forma, há um ganho de produtividade nas usinas de jusante, principalmente em Capivara, onde há a presença de uma grande vazão incremental, oriunda do rio Tibagi, quase 58% da vazão afluente total desta unidade, considerada a mais importante da cascata.

Em relação à otimização com as vazões históricas, alguns padrões de comportamento podem ser observados, baseados nos resultados obtidos com cenários da MLT. Entretanto, devido à heterogeneidade das afluências, a identificação dos mesmos não é rígida, podendo aparecer misturados, além da possibilidade de se encontrar um comportamento que não se enquadre exatamente em algum dos cenários listados.

Outra observação interessante que pode ser feita com base no capítulo 5 é a não estacionariedade das séries históricas de vazões das usinas do rio Paranapanema, comprovada através das curvas de permanência apresentadas, principalmente na curva apresentada na Figura 5.15, a qual mostra claramente o aumento de vazões naturais a partir do início da década de 70.

Nos estudos de simulação, mesmo sendo considerada apenas a operação da cascata de modo isolado, pode-se dizer que a metodologia empregada mostrou-se eficiente. Há um ganho expressivo de energia armazenada no final do período de análise, no caso simulado com regras otimizadas.

Deve-se levar em conta que parte dessa vantagem pode ser explicada por uma série de fatores não levados em conta pelo modelo utilizado, como a inserção do

conjunto de usinas no SIN, conseqüentemente devendo atender, primordialmente, aos requisitos do mesmo, a necessidade de se maximizar a geração da bacia para o controle de afluências à usina de Itaipu, dentre outros.

Entretanto, conforme já mencionado no final do capítulo 6, estas simplificações não anulam, em hipótese alguma, a relevância das análises efetuadas, sendo estas absolutamente necessárias para que o planejamento da operação seja feito da melhor maneira possível, procurando agregar valor ao processo, através da busca de uma maior eficiência do sistema gerador disponível. Desde a reestruturação do setor elétrico, um peso cada vez maior vem sendo dado a tais questões, sendo que a empresa que melhor conhecer o comportamento operativo de suas usinas certamente terá melhores condições de competir no mercado, mesmo considerando a operação interligada do SIN, além do arcabouço regulatório e o cenário de incertezas atualmente presentes no setor.

Enfim, a otimização da cascata é importante tanto para o levantamento das características operativas da mesma, quanto para o planejamento de sua operação. No Brasil, por exemplo, o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional é feito através de ferramentas computacionais de otimização, num horizonte de até dez anos. Com isso, almeja-se a utilização mais racional possível dos recursos hídricos, os quais estão sujeitos a diversas incertezas quanto à sua disponibilidade, fora incertezas relacionadas à demanda de energia e disponibilidade de equipamentos, enfatizando a relevância desse tipo de estudo no planejamento energético de sistemas hidrotérmicos de potência.

Como sugestões de estudos futuros, pode-se indicar a criação de um simulador que considere um maior número de usinas. O ideal seria considerar todas as usinas do SIN, a fim de avaliar o comportamento da cascata em estudo na simulação com regras baseadas em otimização frente a todo o sistema. As regras deveriam, também, ser obtidas através da análise da otimização feita considerando o mesmo número de usinas.

Outras sugestões seriam a comparação dos resultados com os obtidos em modelos de simulação comerciais, como o MSUI, por exemplo, a análise de outras cascatas nesta modelagem, e ainda o estudo do acoplamento de usinas térmicas convencionais ao modelo de simulação.

8. BIBLIOGRAFIA

[1]. Ilic, M., Galiana, F.D. & Fink, L. *Power Systems Restructuring – Engineering and Economics*. Boston, United States of America: Kluwer Academic Publishers, 1998. 448 p.

[2]. E.I.A., Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. *Privatization and the Globalization of Energy Markets*. Washington D.C., 1996. http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/financial/060996.pdf. 10/12/2001.

[3]. Carlsson, L. *The International Power Trade - The Nordic Power Pool*. Public Policy for the Private Sector, Washington DC, Note n.171. The World Bank Group, 1999.

[4]. Nord Pool ASA. *The Nordic Power Market*. Oslo, Norway, 2002. http://www.nordpool.com/information/reports/Report-Nordic%20Market.pdf. 06/12/2002.

[5]. Nord Pool Spot AS. *The Nordic Spot Market*. Oslo, Norway, 2002. http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf. 06/12/2002.

[6]. E.I.A., Energy Information Administration. *Canada Country Analysis Brief.* Washington D.C., 2002. http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/canada.html. 25/01/2003.

[7]. Cabral, L.M.M. & Chacapuz, P.B.B. *A ELETROBRÁS e a operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros.* Memória da Eletricidade. ed. ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, 2000, 25p.

[8]. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *A Agência.* Disponível em http://www.aneel.gov.br/2.htm. 07/10/2002

[9]. ONS, Operador Nacional do Sistema, *Sistema Interligado Nacional.* http://www.ons.org.br/ons/sin/index.htm. 07/11/2003.

[10]. MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*, http://www.mae.org.br/mercado/historico/index.jsp, 20/08/2002.

[11]. MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica. *Visão Geral das Regras de Mercado*, http://www.mae.org.br/index.jsp, 20/08/2002.

[12]. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.* Brasília, 2001. http://www.energiaemeioambiente.org.br/crise/relatorio.asp. 06/01/2003.

[13]. *Desenvolvimento de Programa Computacional para Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema: Etapa 1 – Desenvolvimento do Modelo.* Departamento de Engenharia de Sistemas, UNICAMP, Campinas, 2000.

[14]. Carneiro, A.A.F.M. *Contribuição ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência*. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 1991.

[15]. Bazaraa, M.S., Sherali, H.D. & Shetty, C.M. *Nonlinear Programming – Theory and Algorithms*. John Wiley & Sons, New York, 1993.

[16]. Kadowaki, M. *Simulação da operação de sistemas hidrotérmicos de potência a usinas individualizadas com regras otimizadas*. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Carlos, 1995.

[17]. Silva, E.L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001. 183 p.

[18]. MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica. *Regras Algébricas 3.1a*. Mercado Atacadista de Energia Elétrica, São Paulo, 2003.

[19]. Pereira, M.V.F. *Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems*. Electrical Power & Energy Systems. Vol. 11, N°3. p. 161-169. 1989.

[20]. CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Manual de Referência: Modelo NEWAVE – Versão 9.2*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2000.

[21]. Maceira, M.E. et. al. *Cálculo dos Benefícios Energéticos Associados às Interligações dos Sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste no Planejamento da Operação Interligada do Sistema Hidrotérmico Brasileiro*. XIV SNPTEE, Belém, Pará, Brasil. 1997.

[22]. *Guia de Utilização do Programa Computacional Sir – Simulação Individualizada de Usinas Hidroelétricas Através de Regras de Operação.* Departamento de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos São Carlos, 2001.

[23]. Lopes, J.E.G. *Otimização de Sistemas Hidroenergéticos.* Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária, Escola Politécnica, USP, São Paulo, 2001. 73 p.

[24]. Unicamp, Universidade de Campinas. *Desenvolvimento de Programa Computacional para Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema: Etapa 3 – Estudo de Regras de Operação.* Campinas: DENSIS, 2000.

[25]. Muller, I. I., Kruger, C. M. e Kaviski, E. Análise de Estacionariedade de Séries Hidrológicas na Bacia Incremental de Itaipu. CEHPAR, Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol 3 nº 4, 1998.