JOÃO EDUARDO GONÇALVES LOPES

MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Engenharia.

São Paulo
2007

JOÃO EDUARDO GONÇALVES LOPES

MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Engenharia.

Área de Concentração:
Engenharia Civil – Recursos Hídricos

Orientador:
Prof. Dr. Mario Thadeu Leme de Barros

São Paulo
2007

FICHA CATALOGRÁFICA

Lopes, João Eduardo Gonçalves

Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica / J.E.G. Lopes. -- São Paulo, 2007.

141 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária.

1.Otimização 2.Sistemas hidrotérmicos 3.Sistemas de reservatórios I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária II.t.

DEDICATÓRIA

À minha família

AGRADECIMENTOS

Ao professor Mario Thadeu Leme de Barros, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho. Aos professores e amigos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pela formação profissional.

Aos amigos da Duke Energy Geração Paranapanema, pela colaboração e maturidade profissional. Em especial a Paulo Ricardo Laudanna, pelos desafios e companheirismo.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente na execução deste trabalho.

A habilidade de produzir novas idéias e reinventar a forma de fazer as coisas é, em última instância, o que gera produtividade e eleva nosso padrão de vida.

Richard Florida

RESUMO

Esta tese trata do desenvolvimento de um modelo de otimização para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica, chamado SolverSIN. São abordados ao longo do texto os seguintes itens: a estruturação do problema de planejamento da operação hidrotérmica, o reservatório equivalente de energia potencial, o balanço hidroenergético, o balanço de energia e o balanço de intercâmbios entre sistemas de produção de energia. O modelo foi testado e avaliado no Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica (SIN), o sistema hidrotérmico brasileiro, um dos mais complexos do mundo. Foi feita a caracterização da operação histórica do SIN para determinação das funções de perdas e das funções de custo térmico, fundamentais para viabilizar o equacionamento proposto. O modelo “SolverSIN” foi escrito em duas linguagens computacionais, um em Planilha eletrônica e outro em linguagem GAMS. A principal contribuição desse modelo é dar suporte à tomada de decisão operacional, envolvendo sistemas hidrotérmicos com eficiência, transparência e precisão. A eficiência do modelo está associada à proposta metodológica, baseada no balanço de energia entre fontes de produção de energia elétrica e as equações de balanço hidroenergético aplicadas aos reservatórios equivalentes de energia potencial. A otimização é feita empregando-se a Programação Não Linear (PNL) com utilização das rotinas SNOPT, CONOPT e MINOS. A transparência do modelo é também uma propriedade muito importante, isso fica evidente com processamento do SolverSIN, pois ele permite ao decisor observar claramente o comportamento das variáveis envolvidas no processamento, tanto em situações de simulação, como nas de otimização. A propriedade da precisão é essencial e ela fica evidente com as aplicações apresentadas. Os resultados obtidos demonstram que o equacionamento proposto é adequado para emprego no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. O SolverSIN é um modelo viável para emprego no planejamento operacional em tempo real de qualquer sistema hidrotérmico.

Palavras-chave: Otimização. Sistemas hidrotérmicos. Sistemas de reservatórios.

ABSTRACT

This thesis treats of development of an optimization model for operation planning of hydrothermal systems for electrical energy production. Discuss the problem structure of hydrothermal operation planning, the potential energy equivalent reservoir, the hydro energetic balance, the energy balance and the interchange balance between energy production systems. An optimization model for operation planning is presented and is discussed a case study application with the Brazilian Electrical System. The characterization of historical operation of Brazilian System is done for lose functions determination, needed for the optimization model proposed. Thermal function coasts are also defined. The model entitled "SolverSIN" is presented in electronic sheet (Excel) version or GAMS program and is done applications with result analysis. The main contribution of this model is decision maker support on operational hydrothermal systems with efficiency, transparency and precision. The model efficiency is associated with methodological proposal, based on energy balance of electrical sources and hydro energetic balance equations applied to potential energy equivalent reservoir. The optimization process is solved by Non Linear Programming (NLP) with commercial solvers SNOPT, CONOPT and MINOS, with reliable on international technical community. The model transparency is also a property very important. The SolverSIN model runs allow that the decision maker clearly observe the involved variables, either on simulation, or optimization. The precision property is essential and gives evidence with presented applications. The results show that the SolverSIN model is proper for any hydrothermal systems operation planning.

Keywords: Optimization. Hydrothermal systems. Reservoir systems

LISTA DE FIGURAS

- Figura 3.1 – Esquema de Sistema Hidrotérmico
- Figura 3.2 – Esquema de Usina Hidrelétrica
- Figura 3.3 – Esquema dos Subsistemas
- Figura 3.4 – Sistema de Usinas Hidrelétricas e Reservatório Equivalente
- Figura 4.1 – Mapa do SIN destacando Subsistemas e Interligações
- Figura 4.2 – Topologia parcial do Subsistema Sudeste
- Figura 4.3 – Topologia parcial do Subsistema Sudeste
- Figura 4.4 – Topologia do Subsistema Sul
- Figura 4.5 – Topologia dos Subsistemas Norte e Nordeste com reservatórios fictícios do Sudeste
- Figura 4.6 – Carga por Subsistema
- Figura 4.7 – Composição da Carga por Fonte Geradora
- Figura 4.8 – Geração Térmica Convencional
- Figura 4.9 – Intercâmbios Recebido e Fornecido
- Figura 4.10 – Variação da ENA dos Subsistemas
- Figura 4.11 – Trajetórias de Armazenamento dos Subsistemas
- Figura 4.12 – Balanço Hidroenergético do SE
- Figura 4.13 – Balanço Hidroenergético do NE
- Figura 4.14 – Balanço Hidroenergético do S
- Figura 4.15 – Balanço Hidroenergético do N
- Figura 4.16.a – Perdas em função da EAR e da ENA
- Figura 4.16.b – Perdas em função da EAR e da ENA
- Figura 4.17 – Perda por Variação da Queda em função da EAR e ENA
- Figura 4.18 – Curva de Preço em Função da Potência Disponível Acumulada
- Figura 4.19 – Curva de Custo da Térmica Equivalente do Sudeste
- Figura 4.20 – Potência instalada, energia assegurada e capacidade de armazenamento em função do número de usinas
- Figura 4.21 – Dados Operativos Horários
- Figura 4.22 – Distribuição de Frequência do Rendimento de uma Usina
- Figura 4.23 – Distribuição da Frequência da Queda Bruta de uma Usina
- Figura 4.24 – Distribuição de Frequência da Produtividade de uma Usina
- Figura 5.1 – Tela Principal do Modelo SolverSIN – versão Planilha

Figura 5.2 – Tela de Entrada do Modelo SolverSIN

Figura 5.3 – Tela de Saída do SolverSIN

Figura 5.4 – Tela de Saída do SolverSIN – Balanço Hidroenergético

Figura 5.5 – Tela de Saída do SolverSIN - Limites

Figura 5.6 – Intercâmbios e geração térmica do histórico

Figura 5.7 – Trajetórias de armazenamentos observados do histórico

Figura 5.8 – Trajetórias de armazenamentos simulados pelo modelo

Figura 5.9 – Trajetórias de armazenamentos simulados pelo modelo com ajuste

Figura 5.10 – Gráficos do teste 1

Figura 5.11 – Gráficos do teste 2

Figura 5.12 – Gráficos do teste 3

Figura 5.13 – Gráficos do teste 4

Figura 5.14 – Gráficos do teste 5

Figura 5.15 – Gráficos do teste 6

Figura 5.16 – Gráficos do teste 7

Figura 5.17 – Gráficos do teste 8

Figura 5.18 – Gráficos do teste 9

Figura 5.19 – Gráficos do teste 10

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Dados de oferta térmica – Preços e Potências

Tabela 4.2 – Capacidade dos Principais Reservatórios do SIN

Tabela 5.1 – Custos dos Casos Teste (milhões de R\$)

LISTA DE SIGLAS

AG –	Algoritmo Genético
ANEEL –	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE –	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO –	Custo Marginal de Operação
EAR -	Energia Armazenada de um subsistema
ENA -	Energia Natural Afluente a um subsistema
GCOI –	Grupo Coordenador da Operação Interligada da Eletrobrás
GRG –	Método do Gradiente Reduzido Generalizado
ONS –	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD -	Programação Dinâmica
PDE -	Programação Dinâmica Estocástica
PDDE -	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PL -	Programação Linear
PMO –	Planejamento Mensal da Operação
PNL -	Programação Não Linear
SIN -	Sistema Interligado Nacional
SLP –	Programação Linear Sucessiva
SQP -	Programação Quadrática Sucessiva
SSD -	Sistema de Suporte a Decisão
UCLA –	Universidade da Califórnia, Los Angeles

LISTA DE VARIÁVEIS

$ajd_{(t)}$ = Fator de ajuste em função da duração em dias do intervalo t

$CDEF$ = custo total do déficit em milhões de R\$.

$CFUT$ = custo futuro pós horizonte em milhões de R\$.

$CGTad$ = custo total da geração térmica adicional em milhões de R\$.

$CINT$ = custo total do intercâmbio em milhões de R\$.

CO = custo total da operação em milhões de R\$.

$conv_{(t)}$ = fator de conversão do custo em R\$/MWh para milhões de R\$/mês no intervalo de tempo t .

$Ct_{(i,t)}$ = custo da geração térmica adicional no intervalo de tempo t para o subsistema i em milhões de R\$/mês.

$CuDEF$ = custo unitário do déficit (R\$/MWh).

$CuFUT$ = custo unitário da energia não armazenada para uso pós horizonte (R\$/MWh).

$CuINT$ = custo unitário de intercâmbio (R\$/MWh).

$CuVT$ = custo unitário do vertimento (R\$/MWh).

CVT = custo total do vertimento em milhões de R\$.

$DE_{(i,t)}$ = Demanda de Energia Elétrica ou Carga (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$DEF_{(i,t)}$ = Déficit ao atendimento da demanda (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$EAR_{(i,t)}$ = Energia Armazenada (MWmês) do subsistema i no intervalo t .

$EL_{(i,t)}$ = Energia perdida por Evaporação Líquida dos Lagos (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$ENA_{(i,t)}$ = Energia Natural Afluente (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$ExpEAR_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada causada pela expansão do subsistema (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$ftPTr$ = Fator de Perdas no Intercâmbio (adimensional)

$GH_{(i,t)}$ = Geração Hidráulica (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$GN_{(i,t)}$ = Geração Nuclear (MW médio) do subsistema i no intervalo t .
 $Gpqu_{(i,t)}$ = Geração de Pequenas Usinas (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 $GTad_{(i,t)}$ = Geração Térmica Adicional ou acima da mínima (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 $GTif_{(i,t)}$ = Geração Térmica Mínima ou Inflexível (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 Hb = Queda Bruta em metros
 $INTfor_{(i,t)}$ = Intercâmbio Fornecido (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 $INTrec_{(i,t)}$ = Intercâmbio Recebido (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 $IP_{(i,t)}$ = Importação (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 n = número total de subsistemas.
 $ndm_{(t)}$ = número de dias do intervalo de tempo t .
 P' = Potência em MW
 $PTr_{(i,t)}$ = Perdas no Intercâmbio (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 $PVQ_{(i,t)}$ = Perdas na geração hidráulica por Variação da Queda em relação à queda media (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .
 $PVT_{(i,t)}$ = Perdas por Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 R' = Vazão Turbinada em m^3/s
 T = número de meses do horizonte de planejamento.
 $TxRet$ = taxa de desconto anual em %
 $UC_{(i,t)}$ = Energia perdida por Usos Consuntivos na bacia (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .
 $VM_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada retida pelo enchimento de volume morto de nova usina (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .
 $VT_{(i,t)}$ = Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t
 ξ = Produtividade em $MW/(m^3/s)$
 η = Rendimento médio do conjunto turbina e gerador (adimensional)
 $\lambda_{(t)}$ = taxa de desconto no intervalo de tempo t .

SUMÁRIO

1.	Introdução e Objetivos	1
2.	Estado da Arte	3
3.	Estruturação do Problema de Planejamento da Operação	
	Hidrotérmica.....	16
3.1.	Sistema Hidrotérmico	16
3.2.	Reservatório Equivalente de Energia Potencial	20
3.3.	Balanço Hidroenergético	21
3.4.	Balanço de Energia	25
3.4.1.	Balanço de Intercâmbios	27
3.5.	Modelo de Otimização para Planejamento da Operação	27
4.	Estudo de Caso - Planejamento da Operação do SIN	32
4.1.	Dados Gerais	32
4.2.	Caracterização da Operação Histórica do SIN	39
4.3.	Determinação das Funções de Perdas	46
4.4.	Determinação das Funções de Custo Térmica	50
4.5.	Critério de Cálculo dos Reservatórios Equivalentes de Energia	53
4.6.	Especificação do Detalhamento e Qualidade dos Dados	56
5.	Aplicação do Modelo – SolverSIN	63
5.1.	Dados para Aplicação do Modelo	63
5.2.	Versão do Modelo em Planilha	65
5.3.	Verificação do Modelo	72
5.4.	Versão do Modelo em GAMS	75
5.5.	Resultados Obtidos	76
6.	Conclusões	91
	Anexo A - Listagem do programa em GAMS	95
	Anexo B - Saída do programa em GAMS	113
	Referências Bibliográficas	124

1 Introdução e Objetivos

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte é uma questão técnica desafiadora. Do ponto de vista da modelagem matemática, a complexidade se evidencia por se tratar de um problema de otimização de grande porte, com muitas variáveis de decisão e de restrições tecnológicas, no qual as equações envolvidas são não lineares. É um problema técnico que vem sendo estudado desde o surgimento, na segunda metade do século XX, da teoria de Análise de Sistemas, e mais diretamente, na área de Recursos Hídricos, da chamada Hidrologia Operacional.

Durante muitos anos, a Análise de Sistemas se restringiu ao emprego de técnicas bastante simplificadoras, com destaque para a Programação Linear. Porém, com o desenvolvimento da computação e das técnicas de programação, a Análise de Sistemas tomou um novo rumo, tornando-se imprescindível em diversas áreas do conhecimento. Ocorreram avanços consideráveis nos últimos anos, assim como os computadores pessoais tiveram desenvolvimento expressivo. Hoje, podem ser encontradas máquinas extremamente rápidas, de grande capacidade de processamento, a custos bastante razoáveis. Essa praticidade deu origem há alguns anos ao desenvolvimento dos chamados Sistemas de Suporte a Decisão (SSD), que integram banco de dados e modelos matemáticos com interfaces amigáveis.

Particularmente no campo da otimização de sistemas, de muito interesse para o setor elétrico, o desenvolvimento tem sido também expressivo. Estão hoje disponíveis no mercado rotinas de otimização não lineares extremamente eficientes e rápidas. Além disso, estão disponíveis também “softwares” de otimização que permitem interface com diversos tipos de “solvers”. Além de facilitar o emprego das rotinas de otimização, a vantagem desses “softwares” é avaliar a sensibilidade da solução de um problema complexo diante de diferentes técnicas de otimização.

O objetivo deste trabalho é desenvolver e analisar a aplicação de um modelo genérico de otimização, com Programação Não Linear (PNL), para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. As usinas serão agregadas em subsistemas equivalentes para reduzir a dimensão do problema.

A justificativa deste trabalho deve-se a existência de poucas opções de modelos disponíveis para tratar de assunto tão complexo. Novas alternativas complementarão os modelos existentes, para permitir maior robustez aos processos de planejamento da operação.

A inovação deve-se a facilidade de manipular e explorar o problema e ao tratamento do reservatório equivalente de energia, correspondente a um grupo de usinas hidrelétricas, para o qual são definidas funções de perdas. Também ao estado de armazenamento final do reservatório equivalente de energia que deve permitir a continuidade da operação após o horizonte de planejamento.

O desenvolvimento do modelo está voltado a facilitar sua implementação em Sistemas de Suporte a Decisão (SSDs), que por meio de linguagens especiais (GAMS) permite a utilização de pacotes computacionais de otimização.

Considerando-se as características do sistema hidrotérmico brasileiro, o problema se torna ainda mais complexo e atrativo para inovações. Destacam-se algumas das peculiaridades, tais como, o grande número de hidrelétricas existentes, a diversidade hidrológica das bacias hidrográficas brasileiras, as restrições econômicas de um país em desenvolvimento, a recente implantação no Brasil das Políticas de Meio Ambiente e de Recursos Hídricos que criam novos critérios de planejamento e gestão de recursos naturais, o aumento na demanda de água em diversos setores, gerando conflitos de uso, e assim por diante.

2. Estado da Arte

Neste item é feita análise retrospectiva dos principais modelos de otimização desenvolvidos e suas aplicações à operação de sistemas hidrotérmicos, no Brasil e no exterior. Em especial, serão comparados os recursos de modelagem adotados para superar os problemas da não linearidade, do grande porte e da natureza estocástica, os quais, em seu conjunto, têm representado grandes desafios à solução do problema da operação de sistemas hidrotérmicos.

Uma referência importante nessa temática foi o trabalho de Yeh (1985), no qual foram discutidas as principais técnicas até então empregadas para otimização da operação de reservatórios, considerando diversos usos para a água, ou seja, problemas de operação de sistemas de reservatórios conjugados com a questão das finalidades múltiplas. Nessa mesma linha de análise, cabe também destacar o trabalho de Wurbs (1993), no qual são mencionados outros métodos importantes. Labadie (2004) apresenta uma revisão atual dos trabalhos de Yeh e de Wurbs. Pela sua atualidade e abrangência, é importante descrever e comentar em maiores detalhes o conteúdo desse trabalho. O primeiro comentário interessante feito por Labadie refere-se à utilização ainda incipiente dos modelos de otimização em “problemas reais”. Ele aponta diversos motivos para isso, destacando a desconfiança dos operadores em utilizar novas técnicas, em geral eles preferem empregar as suas regras empíricas ou, como ele diz, empregar seus “velhos” modelos de simulação.

Outros motivos citados por Labadie (2004) para a utilização incipiente dos modelos de otimização são: as limitações de hardware e software que no passado exigiam simplificações e aproximações muitas vezes não aceitáveis; os modelos de otimização são em geral muito complexos e, portanto, difíceis de serem compreendidos; alguns modelos de otimização não são adequados para considerar a análise de risco e de incerteza; a grande quantidade de modelos de otimização existente cria certa “confusão” na hora de selecionar um modelo para determinada aplicação; algumas técnicas de otimização são de difícil implementação, caso, por exemplo, da Programação Dinâmica (PD), que exigem

desenvolvimento de modelo específico para cada aplicação. Todavia, Labadie ressalta que este quadro está se alterando bastante com o advento dos Sistemas de Suporte a Decisão (SSD), uma vez que os operadores podem facilmente utilizar modelos e compor análises dos resultados em seus microcomputadores. Nesse sentido, ele menciona como exemplos: o MODSIM de Labadie et al. (2000), o RiverWare de Zagana et al. (1998), o CALSIM de Munevar e Chung (1999) e outros.

O trabalho de Labadie também expõe as últimas contribuições na área da otimização estocástica implícita e explícita, do controle em tempo real com previsão e de métodos de programação heurística.

Considerando que a otimização estocástica implícita, conhecida também por Método Monte Carlo, trabalha com modelos determinísticos e, que estes devem ser processados com diversas séries geradas para considerar a estocasticidade do problema, é fundamental que os modelos sejam bastante robustos, eficientes, rápidos, principalmente para grandes sistemas de reservatórios.

São ressaltadas as vantagens da Programação Linear (PL), principalmente após o desenvolvimento de rotinas de solução baseadas em métodos de pontos interiores (Terlaky, 1996), cabendo mencionar também aplicações da técnica de linearização por partes (Crawley e Dandy, 1993).

A otimização de Fluxos em Rede é talvez a que melhor se adapte ao problema de operação de diversos reservatórios (nós e arcos) no aspecto da facilidade de representação. As redes de fluxo que mantêm o balanço de massa são chamadas de “puras”, existindo diversos métodos eficientes para resolver este tipo de rede linear, como por exemplo o tradicional método “out-of-kilter” (Ford e Fulkerson (1962)). Cabe destacar que perdas do tipo evaporação, vazão revertida, etc. podem ser resolvidas com as chamadas “Redes com Ganhos”, nas quais os coeficientes do balanço no nó têm valores diferentes de -1, +1 e 0. A inclusão de outras restrições “side constraint” que não podem ser consideradas pela rede “pura” são resolvidas pela “Rede de Fluxo Generalizada”. Sun et al. (1995) mostraram que este tipo de rede é ainda bem mais rápida que as rotinas

SIMPLEX disponíveis e existem aplicações que mostram a importância dessa metodologia (Fredericks et al. (1998), Labadie e Baldo (2001), Lund e Ferreira (1996)).

É interessante notar que Labadie destaca a importância da Programação Não Linear (PNL) em problemas operacionais de sistemas de reservatórios com hidrelétricas. As metodologias hoje utilizadas são: a Programação Linear Sucessiva (ou Sequencial) (SLP), a Programação Quadrática Sucessiva ou o Método Lagrangeano Projetado (SQP), o Método Lagrangeano Aumentado ou o Método dos Multiplicadores (MOM) e o Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), havendo inúmeras aplicações desses métodos. A SLP tem apresentado resultados bastante promissores, principalmente com o emprego das rotinas de PL baseadas no algoritmo de pontos interiores. Uma aplicação interessante é a de Barros et al. (2003) com o Modelo SISOPT no qual a SLP foi aplicada ao sistema hidrelétrico brasileiro. A maior desvantagem na aplicação da SLP é a não garantia da convergência do processo em função da solução inicial. Quanto à SQP os resultados não são tão promissores para sistemas de grande porte. No mesmo trabalho de Barros et al. (2003), o método SQP do MINOS (Murtagh e Saunders, 1987) foi comparado ao método SLP, sendo que este último apresentou melhor performance. Existem diversas aplicações dos métodos MOM e GRG, destacando-se principalmente este último, caso de Barros et al. (2003) que também aplicou o GRG do MINOS, obtendo bons resultados. Cabe destacar que existem hoje disponíveis grandes “pacotes” de rotinas de PNL, alguns extremamente eficientes, rápidos e acurados.

A técnica de Programação Dinâmica Discreta e Programação Dinâmica Diferencial (PD) apresenta uma série de vantagens já conhecidas, principalmente aquelas relativas às propriedades da separabilidade e da otimalidade, entretanto a sua aplicação é restrita em função da chamada “maldição da dimensionalidade”. Diversos métodos tais como a Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas, a Programação Dinâmica Incremental, a Programação Dinâmica Diferencial Discreta e a Programação Dinâmica Diferencial, procuram minimizar este problema. São poucas as novidades técnicas neste tema e os trabalhos mais importantes foram publicados nos anos 70 e 80, além disso, os modelos de PD

são na maioria das vezes customizados, sendo exceção o modelo CSUDP de Labadie (1999), que torna sua aplicação menos trabalhosa.

A otimização estocástica é chamada de explícita quando a aleatoriedade é estimada a priori com a própria distribuição de probabilidades. Nesse caso, a distribuição de probabilidades é explicitada no equacionamento da otimização. Sua aplicação para problemas multidimensionais torna-se muito complexa. Citam-se os métodos da Programação com Restrições Probabilísticas, a PL Estocástica, a PNL Estocástica e a Programação Dinâmica Estocástica (PDE). São poucos os trabalhos atuais para grandes sistemas de reservatórios: Jacobs et al. (1995) aplica a PL Estocástica usando a técnica da Decomposição de Benders para o sistema hidrelétrico da Pacific Gás and Electricity; Tejada-Guibert et al. (1995) aplicaram a PDE para o sistema Trinity-Shasta na Califórnia; Kelman et al. (1990) empregaram a técnica da PDE amostral, entretanto, o modelo não superou os problemas de dimensionalidade; Sherkat et al. (1985), Braga et al. (1991) tentaram empregar a DPSA com matrizes de probabilidades para considerar a estocasticidade das vazões, sem considerar as correlações cruzadas, mas além dessa deficiência, a questão da dimensionalidade também permaneceu.

Outras técnicas atuais mencionadas por Labadie (2004) referem-se aos chamados Modelos de Programação Heurística, tais como: os Algoritmos Genéticos (AG), inseridos nos chamados Modelos de Programação Evolucionária. Trabalhos importantes no campo de AG são: Ilich (2001), Oliveira e Loucks (1997) e Bouchart e Hampartzoumian (1999). Ainda mencionam-se aplicações de Redes Neurais e conjuntos nebulosos, principalmente para substituir a tradicional análise multivariada aplicada na determinação de regras operativas a partir de um grande número de resultados obtidos pelo método da otimização implícita.

Portanto, observa-se que as técnicas de otimização tiveram um grande avanço nos últimos anos e que a programação matemática disponibiliza hoje “solvers” extremamente eficientes para tratamento da otimização de sistemas de grande porte, como o caso do sistema hidrotérmico brasileiro.

Tratando mais diretamente do desenvolvimento tecnológico dos modelos de planejamento operacional do sistema hidrotérmico brasileiro, inicialmente é fundamental destacar o papel relevante que o CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), pertencente ao sistema Eletrobrás, e a COPPE (Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) tiveram nos últimos anos no setor elétrico brasileiro. Os modelos hoje em operação no ONS tiveram origem e foram desenvolvidos no âmbito dessas entidades. Neste sentido, são relevantes os trabalhos pioneiros de Pereira (1985), Pereira e Pinto (1985) e Pereira (1989), nos quais é proposta a metodologia básica do Modelo NEWAVE, hoje a principal ferramenta de planejamento de médio prazo do ONS.

O NEWAVE emprega a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para definir mensalmente o quanto será gerado pelas usinas hidrelétricas e pelas usinas térmicas e os intercâmbios entre os subsistemas, atendendo à demanda de energia no país num horizonte de cinco anos. A função objetivo do modelo é minimizar o valor esperado do custo operacional do sistema, composto por duas parcelas, uma que reflete o custo presente do combustível das usinas térmicas e outra que reflete o custo futuro do não atendimento da demanda de energia em função da decisão de gerar diferentes parcelas de energia hidráulica e térmica num determinado estágio (chamada de Função de Custo Futuro). A chamada “maldição da dimensionalidade” da PD é contornada pelo NEWAVE por dois artifícios: primeiro, reduzir a dimensão do sistema interligado brasileiro a partir da chamada técnica dos reservatórios equivalentes e, segundo, evitar a discretização dos estados de cada elemento do sistema por meio da técnica de Decomposição de Benders. O NEWAVE é, portanto, utilizado para planejar o sistema hidrotérmico interligado brasileiro, transformando-o num sistema equivalente composto por quatro subsistemas de produção de energia (composto por fontes hidráulicas e térmicas) e mais a malha principal de transmissão de energia entre estes subsistemas. Esses artifícios são fundamentais para a redução da dimensionalidade do problema, viabilizando o processamento do NEWAVE, uma vez que ele considera a estocasticidade do processo de modo implícito e, portanto, a PD necessita ser processada por diversas vezes. Outro detalhe importante é que os reservatórios equivalentes do NEWAVE operam com

energia e não explicitamente com reservatórios de água. Portanto, a hidrologia é considerada pela Energia Natural Afluente aos reservatórios. Os resultados do NEWAVE são: os despachos de geração térmica e hidráulica nos subsistemas equivalentes, as energias fornecidas e recebidas entre os subsistemas e a Função de Custo Futuro. Estes dados servem como entrada de um segundo modelo, o chamado DECOMP.

O DECOMP emprega a técnica da PL e é processado para um horizonte de curto prazo (cinco semanas). Ele define as parcelas de geração hidráulica e térmica para cada usina do sistema. O DECOMP também define o chamado Custo Marginal de Operação (CMO), que equivale ao custo operacional da usina térmica mais cara despachada ou o custo de oportunidade (custo futuro) mais elevado da água. O CMO é calculado para cada subsistema e é utilizado para definir o preço da energia (R\$/MWh) no chamado mercado de curto prazo. Este valor é definido pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com o nome de preço de liquidação de diferenças – PLD, que utiliza os mesmos modelos. O processo de operação do NEWAVE e do DECOMP é executado uma vez por mês, com a presença de todos os agentes do processo de planejamento, fundamentalmente as empresas de geração e de comercialização de energia. Esta reunião é chamada de PMO – Planejamento Mensal da Operação. O ONS faz semanalmente uma revisão do processamento do DECOMP devido a novas observações e previsões hidrológicas. Desse modo, o CMO é também revisto semanalmente. Uma previsão hidrológica favorável aponta para uma redução do valor do CMO (o intervalo de previsão é semanal), ao contrário, qualquer previsão de seca tende a aumentar o valor do CMO.

A COPPE/UFRJ tem realizado uma série de pesquisas sobre o planejamento operacional do sistema brasileiro. A seguir, mencionam-se os trabalhos mais recentes e que foram considerados relevantes para o tema aqui tratado.

Kelman (1999) analisa esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos e apresenta o equacionamento de diversos processos para ofertar preço de energia elétrica. É interessante a proposta de um Mercado Atacadista de Água (MAA) que à semelhança do MAE (Mercado Atacadista de Energia) pretende corrigir

distorções econômicas entre reservatórios em cascata, em geral nos empreendimentos de jusante que ficam com parte da renda que deveria ser atribuída a reservatório de montante. Os modelos apresentados são analisados com sistemas hipotéticos e simples; não são tratados sistemas reais de grande porte. Todavia a metodologia é geral e pode ser aplicada a sistemas de grande porte.

Azevedo Filho (2000) faz uma boa revisão histórica sobre o planejamento operacional do sistema hidrotérmico brasileiro desde o GCOI, até os programas utilizados hoje pelo ONS. Ele ressalta que do ponto de vista conceitual não houve muita mudança desde então, ou seja, os modelos atuais têm sido aperfeiçoados, porém não sofreram grandes alterações. Ele considera este fato muito positivo, pois houve uma grande preocupação em se separar os aspectos técnicos da otimização dos aspectos comerciais.

Kazay (2001) analisa a questão da expansão de capacidade do Sistema Hidrotérmico por meio de Algoritmos Genéticos. Foram feitos diversos processamentos para se testar diferentes aspectos dessa metodologia. O estudo de caso foi o sistema brasileiro em expansão no período 1998/2016 com 73 reservatórios e 26 térmicas existentes e 138 reservatórios e 44 térmicas como candidatos, considerando três cenários hidrológicos. A tese avalia a robustez e o tempo de processamento para diferentes esquemas de AG e compara seus resultados à metodologia Branch and Bound para resolver a Programação Linear Mista da Expansão de Capacidade.

Pereira Junior (2005) analisa o emprego da metodologia NEWAVE/DECOMP para os subsistemas brasileiros atuando de forma independente, que, segundo o autor, cria um ambiente comercial mais competitivo, favorável a uma operação mais eficiente do sistema como um todo. O processo de intercâmbio entre os subsistemas é tratado com a Teoria dos Jogos, mais objetivamente pelo Modelo de Cournot (Yao, 2005). A questão da transmissão de energia entre subsistemas é tratada em detalhe, pois, segundo o autor, ela determina o nível de competição entre os subsistemas e permite a otimização do sistema como um todo, sem requerer arranjos para o gerenciamento da congestão da rede de transmissão. O

modelo matemático de competição emprega também a técnica da PDD, ou seja, é feita uma adaptação à metodologia NEWAVE para operação independente, por subsistema.

Além do CEPEL e da COPPE, existem outros núcleos de pesquisa trabalhando neste tema no Brasil. Entre outros, se destacam: a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio); a Universidade de Campinas (UNICAMP) pela Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação (FEEC) e pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo (FEC); a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pelos seus Departamentos de Engenharia Eletrotécnica e de Engenharia Hidráulica e Sanitária; a Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos.

Marcato (2002) da PUC-RIO analisa o modelo de planejamento operacional, a metodologia do NEWAVE, que trabalha com os reservatórios equivalentes de energia. Ele propõe um modelo híbrido, operando os primeiros estágios com usinas individualizadas, passando posteriormente às usinas equivalentes. As usinas individualizadas operam com produtividade constante e com nível constante no canal de fuga, e nesse caso, as aplicações feitas com o sistema brasileiro demonstraram que a representação de reservatório equivalente apresenta resultados semelhantes à representação de usinas individualizadas.

Oliveira e Soares (1990) desenvolveram na UNICAMP o modelo POSH (Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos) que metodologicamente é um modelo determinístico de controle em malha aberta. A representação do sistema de reservatórios é feita empregando-se a técnica de rede de fluxo não linear com arcos capacitados. A solução da rede é obtida por uma técnica de decomposição, encaminhada pelo método de Newton Truncado (Luenberger, 1984). O modelo POSH foi incorporado a um Sistema de Suporte a Decisão, chamado de SAPE, Vinhal (1998), utilizado para planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro. Este SSD foi posteriormente revisto e o modelo hoje em operação é conhecido por HydroLab (Cicogna, 2003).

Martinez (2001) apresenta uma boa revisão metodológica sobre o planejamento hidrotérmico brasileiro e compara a técnica da PDDE (malha fechada) com a técnica de otimização determinística (Modelo POSH) acoplada a modelos de previsão de vazões (malha aberta). Os modelos foram comparados para um único reservatório e para um sistema em cascata, os resultados obtidos são favoráveis à técnica de malha aberta, principalmente no sistema em cascata, ganhos em torno de 5% foram mensurados para a técnica da malha aberta em comparação à técnica da PDE.

Barros et al. (2003) da EPUSP desenvolveu em parceria com a UCLA o modelo SISOPT que trata do planejamento de sistemas hidrelétricos, considerando todas as não linearidades do problema. O modelo emprega diferentes tipos de funções objetivo e emprega diferentes “solvers”, lineares e não lineares. A técnica da Programação Linear Sucessiva (SLP) foi intensamente analisada, apresentando resultados bastante promissores. Os estudos de caso se concentraram em subsistemas do SIN. O mesmo esquema de cálculo do SISOPT foi trabalhado por Brandão (2004) para analisar a estocasticidade e o uso múltiplo da água. Lopes (2001) também analisa com a mesma base metodológica os impactos da topologia dos reservatórios na produção energética.

Na EESC da USP, Nazareno (2005) apresentou um algoritmo de fluxo em rede não linear para solução de um sistema hidrotérmico, com usinas hidrelétricas individualizadas. Empregou o método do gradiente reduzido, com o método da razão áurea para busca do tamanho do passo ótimo. O trabalho apresenta alguns resultados interessantes para subsistemas do sudeste brasileiro. Leite (2003) empregou a técnica da inteligência artificial para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, utilizando o modelo para resolver um problema composto por 35 usinas do sistema brasileiro. O algoritmo apresentou bom desempenho. Sachi (2004) empregou a previsão por redes neurais para planejamento da operação hidrotérmica; aplicou o modelo para reservatórios do sistema sudeste do Brasil, com bons resultados.

Ainda no cenário internacional, além dos trabalhos já citados por Labadie, outros merecem análise.

Pereira et al. (1998) apresentam trabalho em que discutem o despacho estocástico ótimo de sistemas com múltiplos reservatórios, a análise conjunta das incertezas hidrológicas e das falhas em equipamentos, as distorções do custo marginal de operação em reservatórios em cascata com diferentes proprietários e eficiência econômica e o poder de mercado em despacho hidrotérmico baseado em oferta. Além da discussão metodológica desses temas, o trabalho apresenta aplicação em sistema na Colômbia, com 11 GW de potência, sendo 80% de origem hidráulica. A metodologia do modelo de planejamento operacional é a PDDE. Os autores fazem parte da empresa Power Systems Research Inc. e comercializam o modelo SDDP que emprega essa metodologia. Conforme mencionado no trabalho, o modelo SDDP tem sido aplicado em diversos países nas Américas do Sul e Central, além de países como EUA, Nova Zelândia, Espanha e Noruega.

Castro e González (2004) desenvolveram um modelo matemático para tratamento do problema operacional de sistemas hidrotérmicos. O modelo proposto é chamado de HTCOOR “Hydro Thermal COORdination package” e foi desenvolvido para sistemas nos quais a geração hidráulica predomina. O modelo emprega a Programação Não Linear, embora os próprios autores afirmam que o problema de função objetivo não linear acoplada a restrições não lineares é um tema que necessita de mais desenvolvimento. A versão apresentada do HTCOOR considera o problema de longo prazo, com horizontes de um ou dois anos, com discretização mensal. O sistema hidráulico é modelado por meio da técnica da rede de fluxo, mais particularmente pela rede “*multicommodity*”, no qual os nós representam os reservatórios e os arcos as variáveis a serem otimizadas: descargas, bombeamento, vertimentos e volumes. O sistema térmico também é modelado por rede de fluxo, sendo que diferentes tipos de combustível podem fluir para uma unidade de geração térmica, em diferentes intervalos de tempo. A estocasticidade é considerada pela adoção de um modelo probabilístico em que as variáveis hidráulicas são consideradas em blocos. Por exemplo, um bloco de quatro variáveis pode ser formado, para cada reservatório, pela vazão afluente, a vazão operada, a vazão vertida e o volume do reservatório. Para cada bloco estima-se uma curva de permanência. O modelo minimiza o custo total de

operação, dividindo-o em duas parcelas: custo de combustível e custo de energia emergencial (de outros sistemas). As restrições do modelo são: balanço hidráulico, geração hidráulica, restrições de balanço térmico, restrições estocásticas do sistema hidráulico e restrições da curva potência-energia. O trabalho não apresenta aplicação real para um sistema de grande porte, os resultados são discutidos para esquemas hipotéticos.

Escudero et al. (1996) apresentam um modelo para operação de um sistema hidrotérmico, analisando a questão da incerteza segundo o enfoque da análise de cenários. A formulação do sistema hidráulico segue a técnica de fluxo em rede, na qual os nós representam reservatórios e os arcos as conexões entre rios. As variáveis de decisão são as vazões descarregadas num determinado intervalo de tempo pelos arcos e os armazenamentos de um período a outro (arcos entre os intervalos de tempo). As restrições são as equações de balanço e os limites nas variáveis envolvidas correspondentes a usos múltiplos da água tais como, controle de cheias, navegação e irrigação. Existem ainda limites de armazenamento para garantia da segurança das barragens. O objetivo é maximizar uma função não linear, tipicamente a geração de energia num determinado horizonte de tempo ou, de modo alternativo, a poupança em energia térmica. Por simplicidade, assume-se que a função objetivo possa ser escrita na forma de um polinômio. A estocasticidade é considerada por meio da geração de cenários. A solução do grande problema de otimização com múltiplos cenários é obtida com a técnica de decomposição empregando-se um algoritmo baseado no método Lagrangeano Aumentado para busca do ótimo. O algoritmo foi avaliado para duas configurações de reservatórios, uma com 10 e outra com 35 aproveitamentos, para diferentes horizontes de tempo. A performance do algoritmo é avaliada em termos do tempo de processamento.

Medina et al. (1998) analisaram uma série de “solvers” que empregam a técnica de pontos interiores para otimização de sistemas hidrotérmicos. A função objetivo do modelo é minimizar o custo total do sistema térmico, o grupo de restrições é montado com as equações do sistema térmico e do sistema hidráulico. O problema é montado como uma PL mista, na qual as variáveis 0/1 correspondem ao acionamento das usinas térmicas. Dois problemas foram analisados. Um com

3 usinas térmicas e 3 usinas hidrelétricas, para 48 intervalos de tempo (semanais). O segundo caso foi o sistema espanhol, com 30 usinas térmicas e dois grandes blocos hidráulicos, para 42 intervalos de tempo.

Nesse contexto, algumas considerações complementares podem ser feitas:

- a) Existe uma linha de pesquisa de modelos em uso seguindo a proposta de Pereira (1989), na qual se aplica a PDDE para otimizar a operação do sistema brasileiro. Esta metodologia minimiza o custo da operação, considerando o custo presente do combustível e o chamado custo futuro da operação. Esta metodologia utiliza uma única função objetivo, estritamente econômica, que define a chamada Função de Custo Futuro (NEWAVE), que por sua vez permite o cálculo do Custo Marginal de Operação pelo modelo DECOMP;
- b) Em nível internacional existem poucos modelos em uso, pois as características do sistema brasileiro são únicas. O modelo SDDP, comercializado pela PSR Inc., possui metodologia muito semelhante ao conjunto de modelos NEWAVE/DECOMP do CEPEL, utilizado pelo ONS, mas possui uma série de rotinas especiais para problemas hidrotérmicos específicos. O modelo SDDP é utilizado em diversos países e possui inúmeras citações em publicações internacionais. Outro modelo em pesquisa na Espanha e com metodologia bastante distinta é o modelo HTCOOR de Castro e Gonzalez (2004), que emprega programação não linear com o pacote MINOS. No entanto, ainda é um modelo experimental, com nenhuma aplicação a casos reais de grande porte.
- c) No Brasil podem ser citados mais dois modelos que se propõem a operar o sistema hidrelétrico. O modelo POSH, que depois evoluiu para o sistema HydroLab da UNICAMP, (Cicogna et al., 2003), o qual resolve a malha de reservatórios a partir da chamada rede de arcos capacitados, uma técnica de fluxo em rede não linear. Ele trabalha também com função objetivo de eficiência econômica, porém com usinas individualizadas. Outro modelo é o SISOPT de Barros et al. (2003). O SISOPT pode trabalhar com o sistema brasileiro de hidrelétricas, considera uma série de características hidráulicas, com destaque para a variabilidade das produtividades. O modelo pode otimizar funções lineares

e não lineares e pode considerar múltiplos objetivos, este último a partir de função não linear ponderada. O SISOPT emprega diferentes tipos de “solvers”, como o MINOS, PCx e Programação Linear Sucessiva. Os resultados da otimização do sistema hidrelétrico brasileiro completo, para horizonte de 60 meses, apresentam viabilidade para aplicação da análise estocástica implícita, porém o tempo de processamento é ainda relativamente elevado. O SISOPT possui hoje uma interface amigável, permitindo ao usuário montar diferentes topologias, escolher dados de entrada e de saída, etc. por meio de menus de fácil utilização.

3. Estruturação do Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica

Para apresentar a estruturação do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é necessário consolidar alguns conceitos, apresentados a seguir.

3.1. – Sistema Hidrotérmico

Um sistema hidrotérmico (figura 3.1) é constituído de usinas hidrelétricas, usinas térmicas, usinas de outras fontes alternativas e uma rede de transmissão interligando as usinas com os centros de consumo. Um sistema hidrotérmico interligado de grande porte pode ser dividido em subsistemas menores para facilitar sua operação. Os critérios dessa divisão estão associados à posição geográfica das principais linhas de transmissão e das bacias hidrográficas. É importante também considerar a contínua expansão dos sistemas hidrotérmicos pela construção de novas usinas para atendimento da demanda crescente dos centros de consumo.

Figura 3.1 – Esquema de Sistema Hidrotérmico

Uma usina hidrelétrica, como apresentado na figura 3.2, é constituída de um barramento para elevação do nível a montante (H) e consequente criação de uma queda d'água (Hb), chamada queda bruta, em relação ao nível jusante (HT). Parte do volume de água armazenada (S), que é alimentado pela vazão afluyente, será direcionada à turbina para produção de energia, gerando uma potência (P), constituindo a vazão turbinada (R'). O eventual excedente de água será extravasado constituindo a vazão vertida (R''). O nível montante (H) é função do armazenamento (S) e o nível jusante é função da vazão defluente, constituído pela soma das vazões turbinadas e vertidas (R'+R''), (Lopes, 2001).

Figura 3.2 – Esquema de Usina Hidrelétrica

A energia produzida corresponde à potência média gerada num certo intervalo de tempo e é expressa em MW médio. A potência é função da queda bruta e da vazão turbinada:

$$P = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \cdot R' \quad (3.1)$$

Onde P é expresso MW, R' em m³/s, Hb em metros e η é o rendimento médio do conjunto turbina e gerador (adimensional). Note-se que o rendimento também varia com a queda e a vazão turbinada, pois inclui todas as perdas do conjunto turbina/gerador, mais a perda hidráulica no circuito da tomada d'água até o canal de fuga. Porém será considerado constante em intervalo de tempo mensal. Define-se Produtividade (MW/(m³/s)) como parte da equação (3.1):

$$\xi = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \quad (3.2)$$

Resultando na equação simplificada abaixo

$$P = \xi * R' \quad (3.3)$$

Devemos diferenciar as usinas hidrelétricas com relação ao porte da capacidade de armazenamento de seus reservatórios. Essa diferenciação está associada à duração do intervalo de tempo considerado nos estudos. No curto prazo (intervalos de tempo horário ou diário) todas as usinas são capazes de armazenar água para permitir controle de sua produção (defluência). Em médio ou longo prazo (meses ou anos), apenas um subconjunto de usinas dispõe de capacidade relevante de armazenamento que permite esse controle. Utiliza-se a denominação de usina de acumulação (ou regularização) para aquelas com grande capacidade de acumulação e usina fio d'água para aquelas com pequena capacidade de armazenamento. A variação dos níveis de montante é mais acentuada nas usinas de acumulação, porém a variação do nível jusante (canal de fuga) é expressiva nos dois tipos de usina pela variação de sua defluência. Dessa forma, todas as usinas sofrem variação de queda ao longo do tempo, acarretando variação de sua produtividade.

Ressalta-se que entre as hidrelétricas, apenas as usinas de acumulação são passíveis de decisão operativa e esta decisão reflete-se na produção das usinas fio d'água de jusante. As usinas fio d'água turbinam a vazão disponível no rio somada as defluências de reservatórios de montante.

As usinas térmicas apresentam grande simplicidade na sua representação. Cada usina térmica é definida pela sua potência máxima, geração mínima e custo de geração. As usinas térmicas podem ser agregadas em uma usina equivalente pela construção de uma curva de custo crescente, ao se ordenar as usinas pelo custo mais baixo até o mais alto. Nas usinas térmicas a diferenciação deve-se a inflexibilidade na sua produção devido à eventual obrigatoriedade de geração mínima para garantir estabilidade da rede elétrica ou ao processo de geração. Como consomem combustíveis não renováveis, existe a decisão de gerar energia ou economizar combustível. Também seus custos de geração são usualmente

maiores que os custos de outras fontes. Usinas nucleares, térmicas com contratos de gás com consumo obrigatório “take or pay” e ainda problemas elétricos que exijam uma geração mínima para estabilidade da rede, criam uma condição de inflexibilidade na sua produção. Somente a parcela situada entre a geração mínima e a potência total instalada é passível de decisão operativa. Assim, devem-se diferenciar as parcelas de geração térmica que são passíveis de decisão operativa ou não.

Em geral, sistemas hidrotérmicos são de grande porte, com grande número de usinas, o que leva a utilização de técnicas para reduzir seu tamanho. Tanto as usinas hidrelétricas, como as térmicas, podem ser agregadas em usinas equivalentes, correspondente a um subconjunto de usinas dentro de um subsistema, como ilustrado na figura 3.3.

Figura 3.3 – Esquema dos Subsistemas

A metodologia de operação descrita a seguir tem como referência de tempo o intervalo mensal, embora seu equacionamento se aplique a qualquer intervalo de tempo com ajuste nas unidades.

3.2. – Reservatório Equivalente de Energia Potencial

Para representar complexos sistemas de hidrelétricas pode-se agrupá-las em subsistemas, de forma a reduzir a dimensão do problema. Arvanitidis e Rosing (1970) apresentaram uma proposição de utilizar a energia potencial para representar a capacidade de geração de um sistema hidrelétrico multireservatório (figura 3.4), convertendo unidades de vazão e volume de água em energia. Seguindo essa idéia, pesquisadores do CEPEL (1980) apresentaram um modelo a sistema equivalente no qual propõe-se tratar um sistema com vários reservatórios e usinas como um único reservatório de energia potencial, com modificações no tratamento das afluências, fazendo distinção entre energia afluente controlável e fio d'água e com detalhamento de outras variáveis do processo.

Figura 3.4 – Sistema de Usinas Hidrelétricas e Reservatório Equivalente

O ponto central dessa idéia consiste em que, para cada usina, a água armazenada pode ser convertida em energia potencial considerando um valor médio constante de sua produtividade (equação 3.2). Somando-se a energia potencial de várias usinas pode-se definir a energia potencial de um sistema.

Similarmente, as vazões afluentes e defluentes podem ser convertidas em energia potencial resultando numa única usina equivalente, na qual seu armazenamento, afluições e descargas passam a ser medidos em energia potencial no lugar de água.

Em uma usina equivalente têm-se dois tipos de perdas de energia: Vertimento e Variação da Queda. O vertimento corresponde à parcela de vazão defluente da usina que não passa pela turbina. A variação da queda altera a produtividade em relação à produtividade média adotada na conversão.

3.3. Balanço Hidroenergético

Apresenta-se a seguir, uma proposta metodológica para análise do balanço hidroenergético de um sistema de usinas hidrelétricas.

Seguindo a idéia de reservatório equivalente de energia potencial é preciso definir duas variáveis fundamentais para a modelagem:

a) EAR = Energia Armazenada de um subsistema é a soma dos produtos do volume armazenado em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante. A EAR máxima (ou Capacidade de EAR) corresponde à capacidade de cada subsistema considerando todo o volume útil de cada reservatório de acumulação.

b) ENA = Energia Natural Afluenta a um subsistema é a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas deste subsistema. Energia natural afluenta a uma usina é o produto da vazão natural afluenta a esta usina pela sua produtividade média. Apenas uma parcela da ENA produz energia, pois em períodos com excedentes hídricos acima da capacidade das turbinas, haverá vertimentos.

A vazão natural afluenta a uma usina corresponde à contribuição da sua bacia hidrográfica em condições naturais, sem efeitos antropogênicos, e usualmente é

calculada reconstituindo-se efeitos como uso consuntivo, evaporação de lagos e retenção em reservatórios a montante.

Dessa forma, tanto a EAR quanto a ENA dependem da configuração das usinas existentes em cada subsistema, que se encontra em contínua expansão ao longo do tempo, pela construção de novas usinas. Quando entra em operação uma nova usina, localizada a jusante de outras usinas já existentes, há um aumento instantâneo da energia armazenada a montante, pois toda água armazenada pode ser turbinada nesta nova usina. Também a energia natural afluyente de um subsistema aumenta, pois a vazão natural afluyente a nova usina é turbinada nesta. Assim, a ENA, a EAR e a EARmax são simultaneamente alteradas a cada nova usina que entrar em operação, mesmo que esta seja uma usina fio d'água.

Ao contrário do reservatório individual, no qual só ocorre vertimento quando o reservatório enche, o reservatório equivalente obrigatoriamente verte abaixo da sua capacidade máxima. Isso ocorre devido a grande dimensão das bacias hidrográficas e pela grande variação na distribuição espacial das chuvas. Nesta situação, os volumes dos reservatórios que compõem o subsistema são sempre muito diferenciados, alguns estão cheios enquanto outros estão mais vazios. Além disso, as usinas fio d'água apresentam vertimentos freqüentes na ocorrência de cheias nas suas áreas incrementais, por não disporem de capacidade de armazenamento. Outro aspecto interessante é que a probabilidade do reservatório equivalente atingir a sua capacidade máxima é muito baixa, pois isso exigiria que todos os reservatórios que integram o subsistema estivessem simultaneamente cheios.

Para clareza, pode-se criar um exemplo hipotético de um subsistema com duas usinas de acumulação, de mesmo volume e produtividade. Num determinado intervalo de tempo, uma se encontra com 70% de seu volume e outra está cheia, com 100% de armazenamento e vertendo. O subsistema formado por estes dois reservatórios estaria com 85% de sua capacidade máxima e vertendo, sem ter como acumular essa água excedente.

Esse fato impõe a necessidade de um termo adicional na equação do balanço hidroenergético, para representar essas perdas por vertimento não causadas pelo enchimento total do reservatório equivalente. Essa particularidade de verter sem estar cheio, implica num vertimento não nulo quando o subsistema se encontra abaixo da sua capacidade máxima. Esse termo apresenta relações com a ENA e com a EAR, pois quanto maior a energia afluente maior será o vertimento nas usinas fio d'água e também quanto maior o armazenamento do subsistema maior o risco de vertimento nos reservatórios de acumulação.

Para contabilizar a perda na geração hidráulica por variação da produtividade, será definido outro termo que será chamado de perda por variação da queda em relação à queda média (MWmédio). Esse termo mantém relação com a EAR, pois um armazenamento abaixo da média causa redução de queda nas usinas de acumulação e um armazenamento acima da média leva a ganhos de produtividade. Ele também guarda relação com a ENA pois as usinas fio d'água perdem queda por elevação do canal de fuga ao escoar vazões elevadas.

Os reservatórios equivalentes podem ter limitações de capacidade temporais devido à alocação de volumes de espera para controle de cheias e atendimento de curvas de volume mínimo.

O Balanço Hidroenergético aplicado aos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, pode ser calculado pela equação da continuidade da seguinte forma:

$$EAR_{(i,t)} = EAR_{(i,t-1)} + ExpEAR_{(i,t)} + (ENA_{(i,t)} - GH_{(i,t)} - VT_{(i,t)} - PVT_{(i,t)} - PVQ_{(i,t)} - EL_{(i,t)} - UC_{(i,t)} - VM_{(i,t)}) * ajd_{(t)} \quad (3.4)$$

onde:

$$PVT_{(i,t)} = f(ENA_{(i,t)}, EAR_{(i,t-1)}) \quad (3.5)$$

$$PVQ_{(i,t)} = g(ENA_{(i,t)}, EAR_{(i,t-1)}) \quad (3.6)$$

$$ExpEAR_{(i,t)} = (EAR_{max(i,t)} - EAR_{max(i,t-1)}) * \frac{EAR_{(i,t-1)}}{EAR_{max(i,t-1)}} \quad (3.7)$$

$$ajd_{(t)} = ndm_{(t)} / 30,4375 \quad (3.8)$$

$EAR_{(i,t)}$ = Energia Armazenada (MWmês) do subsistema i no intervalo t .

$ExpEAR_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada causada pela expansão do subsistema quando uma nova usina é adicionada (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *com conseqüente alteração simultânea da capacidade de armazenamento (EAR_{max}).*

$ENA_{(i,t)}$ = Energia Natural Afluente (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$GH_{(i,t)}$ = Geração Hidráulica (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$VT_{(i,t)}$ = Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à soma da energia perdida por vertimento quando do enchimento do reservatório equivalente. Só ocorre quando $EAR = EAR_{max}$.*

$PVT_{(i,t)}$ = Perdas por Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à perda de energia por vertimento antes do enchimento do reservatório equivalente. Este termo não é nulo quando $EAR < EAR_{max}$.*

$PVQ_{(i,t)}$ = Perdas na geração hidráulica por Variação da Queda em relação à queda média (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$EL_{(i,t)}$ = Energia perdida por Evaporação Líquida dos Lagos (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à diferença entre a evaporação atual do lago e a evapotranspiração anterior da área inundada.*

$UC_{(i,t)}$ = Energia perdida por Usos Consuntivos na bacia (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$VM_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada retida pelo enchimento de volume morto de nova usina (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$ajd_{(t)}$ = Fator de ajuste em função da duração em dias do intervalo t ; *considerando as variáveis expressas em MWmês calculadas com o mês médio de 30,4375 dias.*

$ndm_{(t)}$ = número de dias do intervalo de tempo t .

A não consideração do termo $ajd_{(t)}$ leva a erros de até 8% (para os meses de fevereiro) na conversão de unidades de 'MWmédio' para 'MWmês'.

Os termos EL, UC e VM são calculados em função da área inundada média, volumes retirados e retidos, respectivamente, e ajustados pela produtividade média acumulada à jusante.

As funções relativas aos termos PVT e PVQ podem ser avaliadas empiricamente com dados históricos da operação dos sistemas, como será visto no item 4.3.

A equação 3.7, que define o termo ExpEAR, é uma aproximação da real variação de EAR, pois depende da distribuição dos volumes armazenados em função da posição da nova usina (montante ou jusante). Caso os percentuais dos volumes dos reservatórios sejam iguais, correspondendo a uma distribuição uniforme entre os reservatórios, essa equação passa a ser precisa.

3.4. Balanço de Energia

O Balanço de Energia de cada subsistema consiste em atender a carga com as diversas fontes de energia e os intercâmbios recebidos de sistemas vizinhos. Podemos definir:

$$\begin{aligned} DE_{(i,t)} = & GH_{(i,t)} + GTif_{(i,t)} + GTad_{(i,t)} + GN_{(i,t)} + Gpqu_{(i,t)} \\ & + IP_{(i,t)} + INTrec_{(i,t)} - INTfor_{(i,t)} - PTR_{(i,t)} + DEF_{(i,t)} \end{aligned} \quad (3.9)$$

onde:

$$PTR_{(i,t)} = INTfor_{(i,t)} * ftPTR \quad (3.10)$$

$DE_{(i,t)}$ = Demanda de Energia Elétrica (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; correspondendo ao consumo total do subsistema mais as perdas de transmissão e distribuição.

$GTif_{(i,t)}$ = Geração Térmica Mínima ou Inflexível (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; correspondendo a soma de todas as parcelas da produção das usinas térmicas consideradas inflexíveis.

$GTad_{(i,t)}$ = Geração Térmica Adicional ou acima da mínima (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo a soma de toda produção das usinas térmicas acima da inflexível.*

$GN_{(i,t)}$ = Geração Nuclear (MW médio) do subsistema i no intervalo t .

$Gpqu_{(i,t)}$ = Geração de Pequenas Usinas (MW médio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo a soma da geração de PCHs, Eólicas, etc...*

$IP_{(i,t)}$ = Importação (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo a energia recebida de fora do sistema considerado (ou fornecida).*

$INTrec_{(i,t)}$ = Intercâmbio Recebido (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo a energia recebida de outros subsistemas vizinhos.*

$INTfor_{(i,t)}$ = Intercâmbio Fornecido (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo a energia fornecida para outros subsistemas vizinhos.*

$PTr_{(i,t)}$ = Perdas no Intercâmbio (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$DEF_{(i,t)}$ = Déficit ao atendimento da demanda (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$ftPTr$ = Fator de Perdas no Intercâmbio (adimensional).

As perdas no intercâmbio são aplicadas apenas ao fornecimento, pois o subsistema que fornece tem que produzir mais para compensar as perdas que acarretam um recebimento menor no subsistema recebedor.

Salienta-se que a geração nuclear, embora pertença à categoria térmica, tem suas especificidades a ponto de merecer um tratamento diferenciado das térmicas convencionais. Assim é também o tratamento da importação, a qual é diferenciada do intercâmbio por tratar de energia que depende de contratos específicos e disponibilidades alheias à vontade do decisor. Normalmente essas usinas são inflexíveis e sua produção pode ser prevista até o final do horizonte de planejamento, baseado na programação de manutenção ou termos dos contratos. É importante mencionar que a geração nuclear e a importação constituem dados de entrada do modelo (equação 3.9).

3.4.1. Balanço de Intercâmbios

Uma regra importante para os subsistemas é a necessidade de igualdade entre o total de fornecimentos e o total de recebimentos de todos os subsistemas, considerando também as perdas de transmissão. Essa restrição pode ser equacionada da seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^n INTfor_{(i,t)} = \sum_{i=1}^n INTrec_{(i,t)} + \sum_{i=1}^n PTr_{(i,t)} \quad (3.11)$$

3.5. Modelo de Otimização para Planejamento da Operação

A seguir, apresenta-se a formulação de um modelo de otimização agregado, para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, que se utiliza dos conceitos e equações anteriormente apresentados.

Considerando que a energia de origem térmica não é renovável e, usualmente, mais cara que as demais fontes de geração; considerando também que é necessário realocar excedentes de energia hidráulica entre os subsistemas antes de acionar as térmicas, visando atender à carga da forma mais econômica possível, pode-se enunciar o seguinte problema de otimização:

Calcular a geração térmica, os intercâmbios, a geração hidráulica e eventuais déficits ou vertimentos para completar o atendimento da carga de cada subsistema e, conseqüentemente, resultando nos armazenamentos finais, minimizando o custo total de operação.

Serão atribuídos custos para a geração térmica adicional, intercâmbios, déficits, vertimento (com reservatório equivalente cheio), de acordo com a formulação a seguir.

Será atribuído um custo, denominado custo futuro (pós horizonte) representado pelos armazenamentos finais de cada subsistema, que permitirão a continuidade do atendimento da demanda após o horizonte de planejamento.

Não será atribuído diretamente um custo para a geração hidráulica por se tratar de energia renovável e para a parcela de geração térmica inflexível por ser obrigatória. Porém, o custo associado ao armazenamento final representa indiretamente um custo para a geração hidráulica.

$$CGTad = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (Ct_{(i,t)} * ajd_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (3.12)$$

$$CINT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (INTfor_{(i,t)} * CuINT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (3.13)$$

$$CDEF = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (DEF_{(i,t)} * CuDEF * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (3.14)$$

$$CVT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (VT_{(i,t)} * CuVT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (3.15)$$

$$CFUT = \left(\sum_{i=1}^n EAR_{max(i,T)} - \sum_{i=1}^n EAR_{(i,T)} \right) * CuFUT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)} \quad (3.16)$$

onde:

$$Ct_{(i,t)} = f(GTad_{(i,t)}) \quad (3.17)$$

$$conv_{(t)} = ndm_{(t)} * 24 / 1000000 \quad (3.18)$$

$$\lambda_{(t)} = 1 / (TxRet / 100 + 1)^{(t/12)} \quad (3.19)$$

n = é o número total de subsistemas.

T = é o número de meses do horizonte de planejamento.

CO = custo total da operação em milhões de R\$.

$CGTad$ = custo total da geração térmica adicional em milhões de R\$.

$CINT$ = custo total do intercâmbio em milhões de R\$.

$CDEF$ = custo total do déficit em milhões de R\$.

CVT = custo total do vertimento em milhões de R\$.

$CFUT$ = custo futuro pós horizonte atribuído à diferença entre a capacidade e o estado final de armazenamento de energia em milhões de R\$.

$CuINT$ = custo unitário de intercâmbio (R\$/MWh).

$CuDEF$ = custo unitário do déficit (R\$/MWh).

$CuVT$ = custo unitário do vertimento (R\$/MWh).

$CuFUT$ = custo unitário da energia não armazenada para uso pós horizonte (R\$/MWh).

$Ct_{(i,t)}$ = custo da geração térmica adicional no intervalo de tempo t para o subsistema i em milhões de R\$/mês.

$\lambda_{(t)}$ = taxa de desconto no intervalo de tempo t .

$TxRet$ = taxa de desconto anual em %

$conv_{(t)}$ = fator de conversão do custo em R\$/MWh para milhões de R\$/mês no intervalo de tempo t .

O custo de geração térmica **$Ct_{(i,t)}$** é uma função da geração térmica adicional que considera os custos unitários definidos pelos proprietários das usinas térmicas e determinado por curvas exponenciais dos preços em ordem crescente, como será visto no item 4.4.

O custo total de operação é dado pela soma do custo da geração térmica adicional, dos intercâmbios, do déficit, da energia vertida no período e do custo futuro.

Dessa forma podemos enunciar o seguinte problema de otimização:

$$\text{Min } CO = CGTad + CINT + CDEF + CVT + CFUT \quad (3.20)$$

sujeito a:

Balanço de Energia:

$$\begin{aligned} DE_{(i,t)} = & GH_{(i,t)} + GTif_{(i,t)} + GTad_{(i,t)} + GN_{(i,t)} + Gpqu_{(i,t)} \\ & + IP_{(i,t)} + INTrec_{(i,t)} - INTfor_{(i,t)} - PTr_{(i,t)} + DEF_{(i,t)} \end{aligned}$$

Balanço Hidroenergético:

$$\begin{aligned} EAR_{(i,t)} = & EAR_{(i,t-1)} + ExpEAR_{(i,t)} + (ENA_{(i,t)} - GH_{(i,t)} - VT_{(i,t)} \\ & - PVT_{(i,t)} - PVQ_{(i,t)} - EL_{(i,t)} - UC_{(i,t)} - VM_{(i,t)}) * ajd_{(t)} \end{aligned}$$

Balanço de Intercâmbios

$$\sum_{i=1}^n INTfor_{(i,t)} = \sum_{i=1}^n INTrec_{(i,t)} + \sum_{i=1}^n PTr_{(i,t)}$$

Armazenamento mínimo e máximo:

$$EARmin_{(i,t)} \leq EAR_{(i,t)} \leq EARmax_{(i,t)} \quad (3.21)$$

Capacidade de Geração Hidráulica e geração para garantir vazão mínima:

$$GHmin_{(i,t)} \leq GH_{(i,t)} \leq GHmax_{(i,t)} \quad (3.22)$$

Capacidade de geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{(i,t)} \leq (GTmax_{(i,t)} - GTif_{(i,t)}) \quad (3.23)$$

Limites de Intercâmbio mínimo e máximo:

$$0 \leq INTrec_{(i,t)} \leq INTrecmax_{(i,t)} \quad (3.24)$$

$$0 \leq INTfor_{(i,t)} \leq INTformax_{(i,t)} \quad (3.25)$$

O modelo pode ser processado para diferentes cenários de ENAs, de demandas e de expansão, refletidos nas configurações de usinas ao longo do horizonte de planejamento.

Observa-se que alguns termos das equações acima estão condicionados à expansão de capacidade de geração do sistema no horizonte de planejamento considerado. São eles: Capacidades Hidráulica, Térmica, Intercâmbio, Capacidade de Armazenamento e Energia Afluente.

Estão sendo considerados como restrição os seguintes Usos Múltiplos da Água:

- Controle de Cheias (variação no tempo de EAR_{max}).
- Vazão Mínima Ambiental, Navegação e Abastecimento (GH_{mim}).
- Uso Consuntivo (UC).

Esse problema de otimização é não linear e será resolvido por algoritmos de PNL. O modelo foi programado visando sua utilização por Sistemas de Suporte a Decisão (SSDs).

4. Estudo de Caso - Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional

Embora a metodologia discuta formulações gerais, o estudo de caso recaiu sobre o sistema brasileiro, diante de suas especificidades quanto ao porte, as características de interconexão entre os vários subsistemas e ao alto grau de regularização em diversas bacias hidrográficas.

4.1. Dados Gerais

Segundo o ONS (2006), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. É chamado Sistema Interligado Nacional (SIN) e tem sua operação centralizada pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. A figura 4.1 mostra o mapa do SIN destacando subsistemas, interligações e principais fontes geradoras.

Figura 4.1 – Mapa do SIN destacando Subsistemas e Interligações (ONS, 2006)

Atualmente, para fins de planejamento de médio prazo, o sistema é representado por quatro subsistemas equivalentes e suas interligações. As usinas hidrelétricas são agregadas em reservatórios equivalentes de energia, que correspondem ao armazenamento e produção de todas as usinas hidrelétricas que compõe cada subsistema.

Da mesma forma, as usinas térmicas são agregadas em quatro usinas térmicas equivalentes com custo crescente de produção, sendo essa função formada por uma composição dos custos de produção individuais.

Finalizando a representação equivalente, a malha de transmissão permite trocas entre os subsistemas caracterizando o recebimento ou fornecimento total de cada subsistema.

O reservatório equivalente do Sudeste (inclui o Centro-Oeste) é composto de 77 usinas, sendo 25 usinas de acumulação e 52 fio d'água. O reservatório equivalente do Sul é composto de 19 usinas, sendo 6 usinas de acumulação e 13 fio d'água.

Os subsistemas Nordeste e Norte apresentam uma complexidade adicional por compartilharem bacias hidrográficas com outros subsistemas. Dessa forma, uma usina com reservatório de acumulação, regulariza a vazão que pode afluir à outra usina a jusante eletricamente ligada a outro subsistema. Portanto, esse reservatório armazena energia para os dois subsistemas. Para solucionar este problema foram criadas usinas fictícias, isto é, uma usina que pertence a dois subsistemas é desmembrada de forma fictícia em duas usinas, que separam os efeitos de cada subsistema aos quais pertencem.

O reservatório equivalente do Nordeste é composto de 8 usinas, sendo 2 usinas de acumulação e 2 fictícias. O reservatório equivalente do Norte é composto de 3 usinas, sendo 1 usina de acumulação e 1 usina fictícia.

A seguir, apresenta-se a topologia de usinas hidrelétricas que compõe o SIN, obtidas no site do ONS. As figuras 4.2 e 4.3 apresentam a topologia do subsistema Sudeste, composto pelas bacias hidrográficas dos rios Paranaíba, Grande, Doce, Tietê, Paranapanema, Paraná e Paraíba do Sul. A figura 4.4 apresenta a topologia do subsistema Sul composto pelas bacias hidrográficas dos rios Uruguai, Jacuí e Capivari. A figura 4.5 apresenta a topologia dos subsistemas Norte e Nordeste, sendo o subsistema Norte composto pela bacia do rio Tocantins e o subsistema Nordeste composto pelas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba e Jequitinhonha. Na figura 4.5 estão destacadas por uma área sombreada as usinas que têm usinas fictícias por estarem ligadas eletricamente ao subsistema Sudeste, como por exemplo, Serra da Mesa no subsistema Norte e Três Marias no subsistema Nordeste.

Figura 4.2 – Topologia parcial do Subsistema Sudeste

8.2 - Sudeste/Centro Oeste - Bacias Tietê, Paranapanema, Paraná e Paraíba do Sul

Figura 4.3 – Topologia parcial do Subsistema Sudeste

Figura 4.4 – Topologia do Subsistema Sul

Figura 4.5 – Topologia dos Subsistemas Norte e Nordeste com reservatórios fictícios do Sudeste (em destaque sombreado)

4.2. Caracterização da Operação Histórica do SIN

Para prover dados para o modelo e permitir um conhecimento prévio do SIN, é necessário um levantamento dos seus dados operativos. Baseados nos dados históricos, foram reproduzidos os balanços de energia e hidroenergético em conformidade com a metodologia apresentada no capítulo 3.

Foram utilizados os dados divulgados no site www.ons.org.br, link “Histórico da Operação”. Nesse site estão publicados os seguintes dados históricos: geração hidráulica, geração térmica, geração nuclear, ENA, EAR, carga e intercâmbios. No entanto, não estão publicados dados referentes a alguns termos das equações propostas. Com relação ao balanço de energia, não estão disponíveis a geração de pequenas usinas e as perdas nos intercâmbios entre subsistemas. Com relação ao balanço hidroenergético, não estão disponíveis as perdas por uso consuntivo, evaporação de lagos, vertimento, enchimento de volume morto e ajuste devido à variação da EAR em função da expansão do sistema. Também não está disponível a parcela de geração de Itaipu destinada ao Paraguai que é parte integrante do balanço hidroenergético.

Dessa forma foram calculadas estimativas das séries históricas desses termos não disponíveis, retrocedendo tendências nas séries dos arquivos do Newave do plano mensal de operação - PMO que projetam essas séries até dezembro de 2010. Portanto, essas novas séries, para os termos citados, têm validade apenas para estudos de prospecção metodológica.

As séries de energia vertida por subsistema, no período de 1998/2006, foram calculadas a partir de séries diárias de vazões vertidas para cada usina, considerando a produtividade média e a topologia dos subsistemas com sua expansão.

Considerando os dados dos últimos onze anos (a partir de jan/1996), em intervalo mensal, podem-se analisar detalhes da operação do SIN.

Nas figuras 4.6 e 4.7, apresentam-se a composição da carga por subsistema e por fonte de geração respectivamente. Nota-se na figura 4.6 uma grande diferença entre o porte dos subsistemas, pois a carga do Sudeste supera 60% do total. Na figura 4.7, destaca-se a grande predominância das fontes de geração hidráulica.

Figura 4.6 –Carga por Subsistema

Figura 4.7 – Composição da Carga por Fonte Geradora

Em ambos os casos, as curvas crescentes indicam o aumento da carga e a expansão das fontes geradores do SIN ao longo do período. Nota-se claramente o efeito do racionamento de energia ocorrido em 2001 pela abrupta redução de cerca de 25% da carga.

Conforme definido no item 3.1, a geração térmica é dividida em duas parcelas: geração térmica mínima (inflexível) e geração térmica adicional (flexível). Porém, a divisão destas parcelas no período histórico não é conhecida. Para estimar a parcela de geração térmica adicional efetuada nos últimos anos, procedeu-se a seguinte hipótese simplificada de cálculo: partindo-se do instante presente, no qual é possível saber o valor da energia térmica inflexível, procede-se o cálculo retroativamente, supondo-se que o total inflexível só diminui quando se encontra um valor total de geração térmica inferior ao valor considerado inflexível anteriormente; assume-se então esse novo valor para a parcela inflexível. Esse procedimento é repetido sucessivamente até o início do histórico. Dessa forma a geração térmica está apresentada na figura 4.8, separada nas duas parcelas.

Figura 4.8 – Geração Térmica Convencional

Nota-se que o despacho térmico flexível dos últimos onze anos é pequeno quando comparado com a carga. Nesse período, a energia térmica flexível foi responsável por cerca de 2% do atendimento da carga total consumida no país (cerca de 1000 MW médios). É interessante ressaltar que, apesar de sua pouca significância em termos de energia produzida, o critério de decisão para o planejamento da operação recai fundamentalmente sobre o custo do despacho térmico flexível.

Por meio dos valores medidos nas principais linhas de interligação pode-se calcular a energia recebida ou fornecida de cada subsistema. Verifica-se que o intercâmbio entre subsistemas atingiu valores bastante significativos, superiores à geração térmica. O recebimento de energia pelo subsistema Sul atingiu cerca de 5000 MW médios em 2006, conforme apresentado na figura 4.9.

Figura 4.9 – Intercâmbios Recebido e Fornecido

Pode-se observar na figura 4.9 que o subsistema Nordeste foi quase sempre receptor. O subsistema Sul passou de receptor a fornecedor apenas no período de racionamento (2001). Os subsistemas Sudeste e Norte foram

predominantemente fornecedores, com raros períodos de inversão dos fluxos de energia.

A ENA sofre grandes variações no tempo em função do regime de chuvas, com seqüências de períodos mais secos a mais úmidos do que a mediana de longo período (considerou-se que 90% da MLT é o valor correspondente à mediana, devido principalmente à assimetria das séries de vazões naturais). A variação da ENA é apresentada na figura 4.10.

Figura 4.10 – Variação da ENA dos Subistemas

As trajetórias de armazenamento de energia (EAR) dos subsistemas estão apresentadas na figura 4.11. Nota-se que o subsistema Sudeste, que tem o maior número de reservatórios de acumulação, não ultrapassa 90% da capacidade de armazenamento, apesar de ter havido vertimentos significativos no período. Somente os demais sistemas, com poucos reservatórios, atingem valores próximos a sua capacidade. A alocação de volumes de espera de cheias também impõe vertimentos antes de atingir a capacidade máxima. Tal observação evidencia a necessidade de considerar as perdas por vertimento no balanço hidroenergético conforme descrito no item 3.3.

Figura 4.11 – Trajetórias de Armazenamento dos Subsistemas

O balanço hidroenergético detalhado de cada subsistema é apresentado nas figuras 4.12 a 4.15.

As perdas por evaporação e uso consuntivo são altas no Nordeste, superando 12% da ENA. Em comparação, essas perdas são menores no Sudeste com 3% da ENA. No Sul e Norte ficam abaixo do patamar de 1% da ENA.

As perdas por vertimento e por variação de queda podem ser calculadas no período histórico invertendo a equação (3.4) (curva marrom das figuras 4.12 a 4.15).

$$PVT_{(i,t)} + VT_{(i,t)} + PVQ_{(i,t)} = ENA_{(i,t)} - GH_{(i,t)} - EL_{(i,t)} - UC_{(i,t)} - VM_{(i,t)} - (EAR_{(i,t)} - EAR_{(i,t-1)} - ExpEAR_{(i,t)}) / ajd_{(t)} \quad (4.1)$$

Nota-se que essas perdas por vertimento e por variação de queda são grandes no Norte (48% da ENA) e Sul (21% da ENA). São mais reduzidas no Sudeste com 10% da ENA e no Nordeste com 7% da ENA. Explica-se essa diferença pela pequena capacidade de armazenamento dos subsistemas Norte e Sul.

A soma das variáveis ($PVT+VT+PVQ$) engloba também todos os erros de medição das demais variáveis da equação 4.1. Nesse caso foram corrigidos alguns valores de ENA quando ocorriam valores muito altos ou negativos. Essas correções correspondem à subestimação da ENA ou não consideração da expansão ou retenção de volume morto.

Figura 4.12 – Balanço Hidroenergético do SE

Figura 4.13 – Balanço Hidroenergético do NE

Figura 4.14 – Balanço Hidroenergético do S

Figura 4.15 – Balanço Hidroenergético do N

4.3. Determinação das Funções de Perdas

Para obtenção das funções de perdas por vertimento e por variação de queda (" f " e " g " das equações 3.5 e 3.6), tentou-se empiricamente determinar uma relação entre elas e diferentes variáveis envolvidas. Utilizaram-se os dados históricos do SIN no período jan/1998 a mar/2006. Para esse período, foram obtidas séries diárias de vazões vertidas por usina, que a partir da produtividade média e da topologia dos subsistemas, permitiram o cálculo direto da energia vertida por subsistema.

As perdas foram relacionadas com a ENA e também com a EAR, pois quanto maiores forem as afluições e quanto mais cheio estiver o reservatório equivalente é esperado um vertimento maior. O ajuste com valores históricos, para os quatro subsistemas, pode ser visto nas figuras 4.16.a e 4.16.b. As séries em azul são obtidas pela equação 4.1 e englobam os três termos de perdas. As séries em vermelho foram obtidas a partir de séries diárias de vazões vertidas por usina, que dessa forma correspondem somente ao vertimento não incluindo o termo (PVQ).

Nas figuras 4.16.a e 4.16.b os gráficos da esquerda mostram a relação das perdas com a energia armazenada EAR. Os gráficos da direita mostram a relação das perdas com a ENA. Foi ajustada uma função polinomial de segundo grau para cada série.

Figura 4.16.a – Perdas em função da EAR e da ENA

Figura 4.16.b – Perdas em função da EAR e da ENA

O coeficiente de determinação R^2 foi empregado para medir o desempenho da função para avaliação das perdas. A correlação das perdas com a EAR é muito baixa mas nota-se sensível melhora nos coeficientes de determinação quando se considera a ENA. No Sudeste o R^2 passou de 0.17 para 0.46, no Sul de 0.32 para 0.82, no Nordeste de 0.08 para 0.25 e no Norte de 0.29 para 0.91.

Foram efetuados testes de correlação múltipla das perdas com ENA e EAR mas os resultados não apresentaram ganhos significativos.

A diferença entre as séries obtidas pela equação 4.1 (em azul nas figuras 4.16.a e 4.16.b) e as obtidas a partir de séries diárias de vazões vertidas por usina (em vermelho nas figuras 4.16.a e 4.16.b) correspondem ao valor das perdas por variação da queda (**PVQ**). As diferenças entre as duas séries foram calculados e estão apresentados nos gráficos da figura 4.17. Os valores médios situam-se em -295 MWmédio (1,2% da GH) para o Sudeste, -73 MWmédio (1,5% da GH) para o Sul, 278 MWmédio (5,4% da GH) para o Nordeste e 7 MWmédio (0,2% da GH) para o Norte. Nota-se que todos são valores muito baixos quando comparados a geração hidráulica de cada subsistema, indicando uma compensação da produtividade real que ora se encontra acima, ora abaixo, da produtividade média adotada constante. É importante salientar que as perdas por variação da queda (**PVQ**) assim calculadas incluam também todos os erros de medição das demais variáveis da equação 4.1.

Nos gráficos da figura 4.17 pode-se observar que, neste caso, praticamente não existe correlação da perda por variação da queda (**PVQ**) com a EAR nem com a ENA. Presume-se que nas usinas de acumulação, PVQ deveria se correlacionar com a EAR pela variação do nível montante e nas fio d'água com a ENA pela elevação do canal de fuga, acarretando perda de queda nos dois casos. Porém, no reservatório equivalente, esses dois efeitos devem se anular.

Figura 4.17 – Perda por Variação da Queda em função da EAR e ENA

Dessa forma, na aplicação do estudo de caso será considerada nula a função “*g*” da equação 3.6. Mas para ser genérico o modelo permitirá o uso de uma função de EAR. É possível que esta correlação aumente alterando-se a configuração, ou o número de subsistemas, ou ainda o período de análise.

As funções de perdas obtidas neste capítulo serão utilizadas na aplicação do modelo no capítulo 5. As equações (3.5) e (3.6) que representam as funções de perda, obtidas com os dados históricos do período jan/1998 a mar/2006, são definidas como parábola e reta respectivamente da forma:

$$PVT_{(i,t)} = a0_{(i)} + a1_{(i)} * ENA_{(i,t)} + a2_{(i)} * ENA_{(i,t)}^2 \quad (4.2)$$

$$PVQ_{(i,t)} = c0_{(i)} + c1_{(i)} * (EAR_{(i,t-1)} / EAR_{max(i,t-1)} * 100) \quad (4.3)$$

4.4. Determinação das Funções de Custo Térmica

Para obtenção da função de custo térmica que caracteriza a usina térmica equivalente da equação 3.18, deve-se analisar os dados físicos e de custo do conjunto de usinas térmicas do SIN.

Apresentam-se na tabela 4.1 dados de oferta térmica e os preços e potências das usinas (arquivos do Newave de Set/2006). Observaram-se alguns dados interessantes relativos a pequenas usinas térmicas e preços de produção energética exageradamente baixos ou muito altos. Usinas como Cuiabá, por exemplo, possui preço extremamente baixo (definido pelo agente a R\$ 6,50 /MWh). Por outro lado, usinas como a UTE Brasília possui preço superior a R\$ 1000,00 /MWh mas tem capacidade de apenas 10 MW. Esses valores podem criar variações acentuadas nas funções de custo das térmicas (que entram em operação por ordem crescente de custo). A potência disponível foi calculada considerando as taxas de indisponibilidade forçada e programada e os fatores de capacidade.

Tabela 4.1 – Dados de oferta térmica – Preços e Potências
(Newave de Set/2006)

Usina	Sis	Tipo	Custo	Pot.Inst	Pot.disp	Inflexibilidade
			R\$/MWh	MW	MW	MW
CUIABA G CC	SE	Gás	6.40	480	431	0
NORTEFLU-1	SE	Gás	10.50	400	400	400
NORTEFLU-2	SE	Gás	42.55	100	93	0
TERMOPE	NE	Gás	60.00	638	591	200
FORTALEZA	NE	Gás	66.74	347	334	0
FAFEN	NE	Gás	71.29	151	140	25
NORTEFLU-3	SE	Gás	74.39	200	186	0
IBIRITERMO	SE	Gás	77.46	235	221	0
TERMOCEARA	NE	Gás	82.72	220	209	0
TERMOBAHIA	NE	Gás	87.12	186	183	0
URUGUAIANA	S	Gás	88.43	638	590	217
MACAE MERCHA	SE	Gás	97.15	923	873	0
ELETROBOLT	SE	Gás	100.40	386	376	0
JUIZ DE FORA	SE	Gás	105.00	87	82	61
NORTEFLU-4	SE	Gás	107.99	169	157	0
TRES LAGOAS	SE	Gás	110.48	240	231	0
CANOAS	S	Gás	110.48	161	153	0
P.MEDICI B	S	Carvão	115.00	320	220	90
P.MEDICI A	S	Carvão	115.00	126	93	50
J.LACERDA C	S	Carvão	116.10	363	329	180
TERMORIO	SE	Gás	124.77	793	771	0
CAMACARI D/G	NE	Diesel	130.50	347	307	1
J.LACERDA B	S	Carvão	155.00	262	219	160
J.LACERDA A2	S	Carvão	160.03	132	105	45
NOVA PIRAT	SE	Gás	180.00	386	363	0
W.ARJONA G	SE	Gás	185.64	190	182	0
FIGUEIRA	S	Carvão	186.72	20	16	10
CHARQUEADAS	S	Carvão	191.08	72	54	26
J.LACERDA A1	S	Carvão	200.17	100	49	25
ARAUCARIA	S	Gás	219.00	469	442	442
R.SILVEIRA G	SE	Gás	223.28	32	28	0
S.JERONIMO	S	Carvão	273.00	20	16	7
ST.CRUZ 34	SE	Óleo	293.62	440	378	0
ST.CRUZ 12	SE	Óleo	293.62	84	65	0
IGARAPE	SE	Óleo	385.19	131	109	0
PIRAT.12 G	SE	Gás	395.71	200	175	0
NUTEPA	S	Óleo	568.00	24	24	0
ST.CRUZ N.DI	SE	Diesel	576.36	166	152	0
CARIOBA	SE	Óleo	937.00	36	30	0
ALEGRETE	S	Óleo	1022.21	66	49	0
UTE BRASILIA	SE	Diesel	1047.38	10	8	0
Total				10350	9434	1939

A figura 4.18 apresenta a curva de preço em função da potência disponível acumulada, na qual nota-se que até 7000 MW (cerca de 74% da energia térmica disponível) o preço está abaixo de 130 R\$/MWh, que corresponde ao valor médio de contratação nos últimos leilões de energia. O restante da energia térmica disponível (26%) apresenta uma curva acentuadamente crescente de custo.

Figura 4.18 – Curva de Preço em Função da Potência Disponível Acumulada

A usina térmica equivalente de cada subsistema é representada pela curva de custo acumulado, ordenando-se esses custos em ordem crescente, em função da potência total gerada. A curva de custo térmico do Sudeste é apresentada na figura 4.19.

Figura 4.19 – Curva de Custo da Térmica Equivalente do Sudeste

A rigor a função de custo térmico é modelada com uma representação matemática linear por partes. No entanto foi efetuado um ajuste no qual a função de custo possui derivada contínua. As curvas de custo das térmicas foram obtidas com ajuste polinomial dos preços declarados pelos agentes contidas nos arquivos do PMO, na forma:

$$Ct_{(i,t)} = b0_{(i)} + b1_{(i)} * GTad_{(i,t)} + b2_{(i)} * GTad_{(i,t)}^2 + b3_{(i)} * GTad_{(i,t)}^3 + b4_{(i)} * GTad_{(i,t)}^4 \quad (4.4)$$

O custo marginal térmico será então a derivada da função de custo térmico, definido a cada intervalo de tempo, para cada subsistema.

São fatores que alteram a função de custo térmico:

- a) expansão das usinas térmicas (entrada em operação de nova usina);
- b) indisponibilidade total ou parcial de usina existente;
- c) alteração na inflexibilidade de alguma usina existente.

Neste trabalho adota-se uma função única para o período, observando nos dados que são pequenas essas variações. A rigor tem-se um conjunto de funções de custo, associado a cada intervalo e a cada subsistema.

4.5. Critério de Cálculo dos Reservatórios Equivalentes de Energia

Para compor o reservatório equivalente de energia é preciso definir o conjunto de usinas que farão parte de cada subsistema (existentes + expansão). A dimensão do problema operacional do SIN é considerada de grande porte, com 107 usinas hidrelétricas para o horizonte 2010.

Para demonstrar uma característica de grande variabilidade no tamanho das usinas hidrelétricas do SIN, a figura 4.20 apresenta o percentual da capacidade acumulado em função do número de usinas. São apresentadas três curvas

indicando a potência instalada, a energia assegurada e a capacidade de armazenamento de energia. Das 107 usinas, 34 englobam 90% da energia assegurada do SIN e apenas 19 usinas totalizam 90% da capacidade de armazenamento do SIN.

Figura 4.20 – Potência instalada, energia assegurada e capacidade de armazenamento em função do número de usinas

Além dessas 107 usinas, mais um grande número de pequenas usinas (com potência instalada inferior a 30 MW), são agrupadas por subsistema como um valor total de geração de pequenas usinas (Gpqu), com sua geração total estimada e considerada como dado de entrada dos modelos.

Usinas com pequena capacidade de regularização de vazão devem ser classificadas como usinas a fio d'água, o que não ocorre na configuração atual. Cita-se como exemplo, a usina Curuá Una cujo reservatório corresponde apenas 0,009% do armazenamento do SIN. Com apenas 30 MW de potência instalada, esta usina poderia ser considerada no grupo de pequenas usinas. No entanto, consta como uma usina de acumulação do subsistema Norte.

Na tabela 4.2 apresentam-se os principais reservatórios de acumulação do SIN, em ordem decrescente de capacidade. São 34 usinas com capacidade de armazenamento acima de 500 MWmês, as quais totalizam 99% da capacidade do SIN (274 mil MWmês na configuração de nov/2006).

Tabela 4.2 – Capacidade dos Principais Reservatórios do SIN

usina	sistema	MWmês	part.%	acum.%
SERRA DA MESA	N-SE	41989	15.3%	15.3%
FURNAS	SE	35705	13.0%	28.4%
SOBRADINHO	NE	30455	11.1%	39.5%
EMBORCACAO	SE	22355	8.2%	47.7%
NOVA PONTE	SE	21796	8.0%	55.7%
TRES MARIAS	NE-SE	18390	6.7%	62.4%
ITUMBIARA	SE	16102	5.9%	68.3%
TUCURUI	N	8126	3.0%	71.2%
FOZ DO AREIA	S	6189	2.3%	73.5%
I.SOLTEIRA+T.IRMAOS	SE	6177	2.3%	75.7%
MARIMBONDO	SE	5554	2.0%	77.8%
SAO SIMAO	SE	5132	1.9%	79.7%
PARAIBUNA	SE	4543	1.7%	81.3%
AGUAVERMELHA	SE	4488	1.6%	83.0%
MASCAR. MORAES	SE	4450	1.6%	84.6%
JURUMIRIM	SE	4213	1.5%	86.1%
CAPIVARA	SE	3980	1.5%	87.6%
ITAPARICA	NE	3444	1.3%	88.8%
CHAVANTES	SE	3443	1.3%	90.1%
SLT SANTIAGO	S	3293	1.2%	91.3%
PASSO REAL	S	3034	1.1%	92.4%
BARRA GRANDE	S	2821	1.0%	93.4%
BARRA BONITA	SE	2757	1.0%	94.4%
PROMISSAO	SE	1843	0.7%	95.1%
CAMARGOS	SE	1595	0.6%	95.7%
CORUMBA 1	SE	1571	0.6%	96.3%
JAGUARI	SE	1354	0.5%	96.8%
CORUMBÁ IV	SE	1211	0.4%	97.2%
PASSO FUNDO	S	1197	0.4%	97.6%
CACONDE	SE	871	0.3%	98.0%
FUNIL	SE	801	0.3%	98.3%
QUEIMADO	NE-SE	772	0.3%	98.5%
MACHADINHO	S	738	0.3%	98.8%
MANSO	SE	577	0.2%	99.0%

Conforme definido no item 3.3, apenas as usinas dotadas de reservatórios de acumulação compõem o reservatório equivalente de energia potencial e têm seu volume multiplicado pela produtividade média acumulada de todas as usinas a jusante, sejam elas de acumulação ou fio d'água. Note-se que todas as usinas fio d'água devem ser consideradas no modelo pois sua produtividade valoriza o armazenamento a montante e completam a produção de energia para atendimento da demanda.

4.6. Especificação do Detalhamento e Qualidade dos Dados

Como visto na equação 3.5, a produtividade depende do rendimento e da queda e portanto, depende do detalhamento e da qualidade dos dados físicos das usinas individualizadas.

A falta de uma base de dados única e consistida para o setor elétrico nacional é permanente fonte de problemas. Tem-se utilizado como referência os arquivos de entrada de dados dos programas computacionais Newave e Decomp, mas esses são arquivos em formato binário que estão sujeitos a alterações periódicas de seus conteúdos. Isto cria grandes dificuldades no acompanhamento dessas alterações tornando muito trabalhoso o controle de versão dos dados. Os dados cadastrais das usinas hidrelétricas estão contidos no arquivo “Hidr.dat”. É comum encontrar nesse arquivo dados estimados à época do projeto de usinas, construídas há muitos anos, sem que os dados históricos tenham sido usados na sua aferição.

Também não tem sido levada em conta a grande diferença que existe nos valores dos dados físicos das usinas para utilização em grandes intervalos de tempo ou de forma instantânea. Em modelos de médio prazo esses valores devem representar a média dos valores das variáveis consideradas, que se encontram em contínua variação.

A seguir, apresentam-se os principais dados que interferem significativamente nos resultados dos modelos, seja ao afetar o cálculo da produtividade ou o cálculo das séries de energia afluyente:

a) Rendimento dos conjuntos turbina/gerador: Usualmente é utilizado o rendimento máximo (pico da colina) como se fosse o rendimento médio para intervalos de tempo mensais. Sabe-se que as máquinas trabalham com grande variação diária na potência e na queda devido à variação da carga ao longo do dia. A energia gerada será sempre superestimada pelos modelos.

b) Curva nível jusante x vazão defluente: Usualmente não se consideram as leituras de nível do canal de fuga com periodicidade horária com o objetivo de aferir as curvas de projeto. Um erro na representação do nível do canal de fuga tem grande impacto no cálculo da queda, particularmente no caso das usinas fio d'água, nas quais a perda de queda deve-se ao afogamento do canal de fuga com as altas defluências do período úmido, ou mesmo com a variação da turbinagem entre a carga leve e pesada.

c) Nível montante em usinas Fio d'água: Em usinas fio d'água é usual igualar o nível de montante ao nível máximo operativo, ignorando a necessidade de variação em uma faixa operativa que, a longo prazo, apresenta valor médio significativamente inferior. Assim, haverá superestimação da queda e, consequentemente, da produtividade da usina, da ENA e EAR.

d) Período do histórico de vazões naturais: Na definição de cenários utiliza-se estatísticas das séries de vazões naturais para cálculo da ENA. O setor utiliza históricos das vazões a partir de 1931. Existem diversas publicações (Muller et al., 1998) que discutem a questão da não estacionariedade das séries hidrológicas que prejudica a representatividade da aplicação de modelos estocásticos de geração de séries hidrológicas sintéticas. Também pode ser reduzida a representatividade de períodos mais antigos pois existe grande dificuldade em se obter séries de vazões naturais a partir de 1931, principalmente para regiões com total falta de estações fluviométricas nessa época. Mesmo nas regiões com disponibilidade de dados, existe grande número de usinas cujas séries se reportam a uma única estação fluviométrica, muitas vezes a grande distância.

e) Ajuste de valores médios dos dados físicos para longo período: Para a utilização dos dados físicos das usinas em grandes intervalos de tempo nos modelos de médio prazo, deve-se representar a média de sua variação no respectivo intervalo.

Como exemplo do último ponto citado, a seqüência de gráficos da figura 4.21 mostra os dados horários de uma semana típica de operação de uma usina de

grande porte (maior que 500 MW). São apresentados a geração, queda bruta, número de máquinas em operação, rendimento, nível montante e jusante.

Figura 4.21 – Dados Operativos Horários

O gráfico de geração horária permite visualizar variações acentuadas de acordo com os horários de carga leve, média e pesada, causando grande oscilação na queda bruta. Note-se que esta usina está efetuando um despacho horário do número de máquinas em operação, de forma a maximizar o rendimento das unidades. Para alcançar uma melhor eficiência, pode-se observar que são desligadas duas máquinas na carga leve e uma na média.

A variação da queda, a cada dia, atinge 10% da queda bruta, representando igual percentual na perda de produtividade no horário de ponta. Observando-se os gráficos de níveis, constata-se que a perda de queda deve-se ao afogamento do canal de fuga (até 2,5 m) enquanto o nível montante varia pouco (0,2 m).

O gráfico de rendimento mostra grande variação (0,85 a 0,93) em função do ponto de operação na curva colina da turbina, a cada momento em que é alterada a geração da usina para atender a curva de carga horária.

Salienta-se que esta usina possui turbinas construídas na década de 90, com altos valores de rendimento, atingindo até 0,95 no pico da curva em colina da turbina. O rendimento do gerador é da ordem de 0,98 e a perda de carga hidráulica varia de 1% a 4% de acordo com a vazão turbinada. Portanto, o rendimento total das máquinas deve oscilar entre 0,85 e 0,92.

Para mostrar o efeito de longo prazo nas variáveis ilustradas anteriormente, foi feita uma curva de frequência para um período contínuo de um ano de duração com os dados horários dessa usina. O gráfico da figura 4.22 mostra a frequência do rendimento total da usina. Nota-se que o valor de rendimento mais freqüente é próximo a 0,89.

Figura 4.22 – Distribuição de Frequência do Rendimento de uma Usina ao longo de um ano.

A mesma análise pode ser realizada para a variação da queda bruta em longo período, conforme apresentado na figura 4.23. Nesta figura observa-se a significativa perda de queda com frequência superior a 50% do tempo. Salienta-se que esta usina é fio d'água e a perda de queda é devido a variação do nível jusante. No caso de usinas de acumulação, têm-se perdas ainda maiores devido à variação conjunta do nível montante ao longo do ano.

Figura 4.23 – Distribuição da Frequência da Queda Bruta de uma Usina ao longo de um ano.

Da análise conjunta das curvas de frequência do rendimento e da altura de queda bruta, nota-se que a perda de rendimento somada a perda de queda bruta causam redução significativa na produtividade da usina. O efeito combinado das variações do rendimento e da queda bruta é apresentado na figura 4.24.

Figura 4.24 – Distribuição de Frequência da Produtividade de uma Usina ao longo de um ano.

Conclui-se que existem perdas de produtividade significativas com frequências superiores a 50%. Esse resultado torna explícito o impacto da adoção de valores máximos para essas variáveis.

Para encerrar este item sobre a qualidade dos dados, foi elaborada uma análise crítica do arquivo “Hidr.dat”, integrante dos arquivos de entrada de dados do Newave/Decomp, que contém o cadastro de usinas do SIN em uso pelo setor elétrico, em função das questões levantadas anteriormente. Foi utilizado o arquivo “Hidr.dat” do PMO de mar/2006 (divulgado no site www.ons.org.br). Os pontos que merecem destaque são:

- Polinômios Cota x Volume e polinômios Área x Cota de algumas usinas são fixados em valores constantes, acarretando erro na queda e no cálculo da evaporação.
- Polinômios de Nível jusante x Vazão defluente com valores constantes em grande número de usinas causando erros na queda.
- Usinas com evaporação líquida igual a zero. Tal consideração pode subestimar as perdas no balanço hidroenergético.
- Fixação do nível montante máximo para usinas operando a fio d’água. Isso acarreta erros na produtividade que é superestimada. Nesses casos seria razoável considerar o nível médio operativo de longo termo.
- Existe um grande número de usinas com volume útil (diferença entre volume máximo e volume mínimo) muito pequeno. Considerando que a classificação

operativa (fio d'água ou acumulação) é dada pela igualdade dos volumes máximo e mínimo, isso pode aumentar o número de reservatórios de acumulação, aumentando desnecessariamente a dimensão do problema de otimização da operação.

- Perda de carga hidráulica fora de limites físicos aceitáveis (muito baixa ou muito alta) em um grande número de usinas. Isso acarreta erros no cálculo da produtividade.
- Inconsistências na representação de alguns conjuntos de máquinas, nas quais os valores de potência, queda e vazão efetivas levam ao cálculo de rendimento com valores fora de limites físicos aceitáveis (muito baixo ou muito alto) e até maior do que 100%.
- Produtividade específica em algumas usinas com valor elevado. Possivelmente esses valores consideram o rendimento máximo da curva colina (de pico) ao invés da média de longo prazo.

Por fim, conclui-se que essas inconsistências levam a erros consideráveis nos cálculos das ENAs e da EAR que utilizam a produtividade específica e a queda média em seu cálculo, superestimando a oferta de energia no SIN.

5. Aplicação do Modelo - SolverSIN

A formulação descrita no item 3.5 foi implementada e aplicada no Sistema Interligado Nacional - SIN. O modelo intitulado SolverSIN foi desenvolvido em duas versões, sendo a primeira em Planilha Eletrônica e a segunda em linguagem GAMS. As duas versões funcionam de forma independente, porém a versão em GAMS pode utilizar a versão em Planilha como interface para entrada de dados e como interface para análise gráfica dos resultados. Neste capítulo são descritas as duas versões e discutidos os resultados obtidos.

5.1. Dados para Aplicação do Modelo

Os dados foram extraídos dos arquivos do plano mensal de operação (PMO) de outubro/2006, obtidos no site www.ccee.org.br. Alguns dados foram levantados nos arquivos de saída do modelo NEWAVE, como as séries de uso consuntivo, evaporação, volume morto, volumes de espera, ENAmIt, capacidade de EAR, capacidade de geração térmica, geração térmica mínima e capacidade de geração hidráulica. No modelo NEWAVE calcula-se essas variáveis de acordo com cada configuração de expansão. É um cálculo algébrico no qual os volumes e as vazões são multiplicados pela produtividade média acumulada das usinas a jusante, de acordo com as definições apresentadas no item 3.3.

Nas restrições de limites de armazenamento (equação 3.21) foram considerados como limite máximo os volumes de espera (VESP) e como limite mínimo as curvas de aversão a risco (CAR) definidas pela ANEEL para o biênio 2006/2007. As curvas de aversão a risco correspondem ao volume necessário para atendimento à demanda, num horizonte de dois anos, considerando todos os recursos de geração disponíveis, e foram adotadas no planejamento da operação do SIN após o racionamento de 2001. Dessa forma a equação 3.21 é alterada para:

$$CAR_{(i,t)} * EAR_{max(i,t)} \leq EAR_{(i,t)} \leq VESP_{(i,t)} * EAR_{max(i,t)} \quad (5.1)$$

O modelo pode ser processado para diferentes cenários de ENAs. Os cenários podem ser definidos como frações das Médias de Longo Termo (MLTs) das séries de ENAs observadas. Para esta pesquisa, o cenário de testes foi definido da seguinte forma: no primeiro mês utiliza-se a mesma porcentagem da MLT do mês anterior ou a previsão de ENA feita pelo ONS. Do terceiro mês ao final do horizonte, utiliza-se a mediana dos valores observados. Para o segundo mês, faz-se um ajuste linear entre o primeiro e terceiro mês. O objetivo é obter um cenário neutro, fazendo-se uma transição da situação atual para a mediana, que representa a ENA com iguais probabilidades de serem superiores ou inferiores (50% de probabilidade). Como as séries de vazões, e consequentemente de ENA, têm distribuição assimétrica a média corresponde a um cenário úmido (Lopes, 2001).

Os dados de entrada do modelo são:

- i = subsistemas - considerados 4: SE, S, NE, N;
- t = tempo (meses) - horizonte de 50 meses (o mesmo do PMO de nov/06);
- $ndm_{(t)}$ = número de dias do mês;
- $a0_{(i)}, a1_{(i)}, a2_{(i)}$ = parâmetros da função de perdas por vertimento não cheio;
- $b1_{(i)}, b2_{(i)}, b3_{(i)}, b4_{(i)}$ = parâmetros da função de custo térmica;
- $c0_{(i)}, c1_{(i)}$ = parâmetros da função de perdas por variação da queda;
- $armin_{(i)}$ = armazenamento inicial dos reservatórios equivalentes (MWmês);
- $GN(t,i)$ - geração nuclear programada (MWmédio);
- $Gpqu(t,i)$ - geração de pequenas usinas (MWmédio);
- $IP(t,i)$ - importação programada (MWmédio);
- $GTif(t,i)$ - geração térmica inflexível (MWmédio);
- $GTmax(t,i)$ - geração térmica máxima (capacidade) (MWmédio);
- $GHmin(t,i)$ - geração hidráulica mínima (MWmédio);
- $GHmax(t,i)$ - geração hidráulica máxima (MWmédio);
- $INTmin(t,i)$ - intercâmbio máximo fornecido (MWmédio);
- $INTmax(t,i)$ - intercâmbio máximo recebido (MWmédio);
- $EARmax(t,i)$ - energia armazenada máxima (capacidade) (MWmês);
- $EARvesp(t,i)$ - energia armazenada associada ao volume de espera (%);
- $EARcar(t,i)$ - energia armazenada associada a curva de aversão a risco (%);

- EL(t,i) - energia evaporada (MWmédio);
- UC(t,i) - energia perdida por uso consuntivo (MWmédio);
- VM(t,i) - energia perdida pelo enchimento de volume morto (MWmédio);
- ENAMlt(t,i) - energia afluyente media de longo termo (mlt) (MWmédio);
- ENApct(t,i) - cenário de ENA em % da mlt;
- DE(t,i) - cenário de previsão de carga.
- ftPTr - perda na transmissão (ad);
- Cufut - custo unitário do déficit (R\$/MWh);
- Cuint - custo unitário do intercâmbio (R\$/MWh);
- Cufut - custo unitário futuro (R\$/MWh);
- Cuvtch - custo unitário do vertimento cheio (R\$/MWh);
- TxRet - taxa de desconto (%).

Todas as séries de dados apresentadas acima levam em conta os efeitos da expansão do sistema, sendo crescentes com a entrada de novas usinas, respeitando a topologia dos subsistemas.

O custo do déficit é diretamente proporcional ao percentual de carga não atendida. Por simplicidade, foi adotado um valor de custo do déficit constante. É importante observar que com a utilização de um custo proporcional a intensidade do déficit, ocorrerá mais intercâmbio para equalizar esse custo entre os subsistemas.

5.2. Versão do Modelo em Planilha

Conforme a metodologia descrita no item 3.5, foi desenvolvida uma versão do modelo em Planilha Eletrônica. Foi utilizado o Microsoft Excel, juntamente com o Solver da Frontline Systems Inc. Esse solver utiliza o método de otimização não linear “Generalized Reduced Gradient”, implementado por Leon Lasdon da University of Texas em Austin e Allan Waren da Cleveland State University (GRG2 code, www.solver.com). A figura 5.1 ilustra a tela principal da planilha.

Figura 5.1 – Tela Principal do Modelo SolverSIN – versão Planilha

No canto superior esquerdo existem seis botões de controle que acionam rotinas (macros) para definir soluções iniciais para a otimização. São eles:

- Min. Termo** – Impõe geração térmica adicional igual zero;
- Max. Termo** – Impõe geração térmica adicional igual a sua capacidade máxima;
- Zerar Intercâmbio** – Impõe intercâmbios nulos entre subsistemas;
- Simular Intercâmbio** – Calcula o valor de intercâmbio que completa o balanço de energia de “i-1” subsistemas (eq. 3.9). O intercâmbio do subsistema restante é calculado pelo balanço de intercâmbios (eq. 3.11);
- Otimizar** – Executa a “ferramenta” Solver do Excel que utiliza o algoritmo de otimização de programação não linear da Frontline Systems Inc.;
- Posição** – Posiciona a planilha na tela principal.

Esta versão em Planilha permite manipular as variáveis de decisão manualmente, alterando-se seus valores nas células correspondentes, funcionando como um modelo de simulação. Dessa forma, pode-se verificar o desempenho de decisões impostas e obter resultados por um processo de tentativa e erro.

A figura 5.2 apresenta a tela de entrada de dados para o modelo. Pode-se alterar o armazenamento inicial e o cenário de ENA por subsistema, os custos das várias modalidades de energia, as funções de custo térmicas e os parâmetros das curvas de perda por vertimento e variação de queda.

Figura 5.2 – Tela de Entrada do Modelo SolverSIN

A seguir, apresentam-se as telas de resultados da otimização num caso exemplo. Na figura 5.3 apresenta-se um conjunto de gráficos contendo os seguintes dados por subsistema:

- Geração Térmica Inflexível e Geração Térmica Adicional;
- Intercâmbios e Perdas na Transmissão;
- Armazenamentos em cada subsistema (reservatório equivalente);

- Custo Marginal da geração térmica (é igual à derivada da função $Ct_{(i,t)}$);
- Custo Médio de Energia (inclui todas as fontes e intercâmbios).

Figura 5.3 – Tela de Saída do SolverSIN

Na figura 5.4 apresentam-se separadamente os balanços hidroenergéticos para os quatro subsistemas. São apresentados:

- Armazenamento de energia em %;
- Volumes de espera em %;
- Curvas de aversão a risco em %;
- ENA em MWmédio;
- Geração hidráulica em MWmédio;
- Perdas de energia em MWmédio.

Figura 5.4 – Tela de Saída do SolverSIN – Balanço Hidroenergético

Na figura 5.5 apresentam-se, por subsistema, a geração térmica e respectiva capacidade máxima, a geração hidráulica e sua capacidade máxima e os intercâmbios por linha de transmissão e seus limites máximos e mínimos. Nesta topologia existem as seguintes linhas: N/Nó (Imperatriz), Nó/NE, Nó/SE, SE/NE e S/SE.

Figura 5.5 – Tela de Saída do SolverSIN - Limites

No diagrama contido na figura 5.5 apresenta-se um esquema das linhas de transmissão entre os quatro subsistemas do SIN. Como pode ser observado, o circuito fechado formado entre o Nó de Imperatriz, SE e NE cria uma indeterminação, com soluções múltiplas de fluxo. Portanto, é preciso fixar uma regra de repartição do recebimento NE pelas duas linhas que atendem a este subsistema. Adotou-se neste trabalho prioridade pela linha Nó/SE até esgotar sua capacidade, para então utilizar a linha SE/NE. Outro problema de transmissão é a produção de Itaipu, que por estar inserida no subsistema Sudeste deve ter seu detalhamento elétrico dos circuitos 60 Hz e corrente contínua resolvidos após o processo de otimização.

O tratamento aplicado ao intercâmbio consiste em calcular a energia recebida ou fornecida para cada subsistema. Por convenção, valores positivos indicam que o subsistema está recebendo energia e valores negativos indicam que o subsistema está fornecendo energia a um subsistema vizinho.

Da mesma forma, estabeleceu-se uma convenção do fluxo por linha de transmissão do tipo “de - para”. Valores negativos de energia indicam que o fluxo está invertido em relação ao sentido da linha. Por exemplo, um valor negativo na linha S-SE indica que o fluxo é do SE para o S. Note-se que as restrições de capacidade das linhas são diferentes de acordo com o sentido do fluxo. Dessa forma, a desagregação do intercâmbio recebido ou fornecido pelos subsistemas para cada linha de transmissão é algébrica.

Nesta aplicação a importação/exportação de energia do subsistema Sul para a Argentina foi considerada como um dado de entrada fixo, devido à complexidade dos contratos vigentes pela dependência da disponibilidade energética desse país. A importação pode também ser uma variável de decisão adicional, caso se considere apenas o fator custo da energia.

Algumas das possibilidades de análise do problema de operação do SIN com o SolverSIN são:

- Impactos dos dados de entrada nas variáveis de decisão;
- Análise de sensibilidade das previsões de ENA e demanda;
- Análise de sensibilidade a taxa de desconto e ao custo futuro;
- Atendimento das Curvas de Aversão a Risco Volumes de Espera;
- Análise de sensibilidade da expansão.

Os resultados da aplicação do modelo apresentados adiante deverão explorar o impacto que algumas dessas variáveis provocam na operação do SIN.

5.3. Verificação do Modelo

A verificação da precisão do modelo foi feita utilizando-o como simulador, empregando-se para isso os dados históricos do período out/2001 a dez/2006. Neste caso, admitem-se conhecidas as variáveis de intercâmbio, geração térmica e geração hidráulica. A figura 5.6. apresenta os dados históricos de intercâmbio e geração térmica acima da mínima.

Figura 5.6 – Intercâmbios e geração térmica do histórico

Mais detalhadamente, caso o modelo funcione adequadamente, as trajetórias de armazenamentos resultantes da operação feita pelo modelo serão iguais (ou muito próximas) das trajetórias de armazenamentos verificadas, apresentadas na figura 5.7.

Figura 5.7 – Trajetórias de armazenamentos observados do histórico

Para os subsistemas Sudeste e Nordeste, conforme se observa na figura 5.8, na qual se apresentam as trajetórias calculadas pelo modelo, verifica-se uma grande proximidade com as trajetórias históricas. Porém, nos subsistemas Sul e Norte ocorrem falhas na representação do modelo. Sabe-se que esses subsistemas têm pequena capacidade de armazenamento e são compostos por poucos reservatórios de acumulação. No caso real ocorrem vertimentos provocados por controle de cheias próximo do enchimento dos reservatórios, fato que impõe desvios na função de perdas por vertimento. Para o Sul e Norte a função de perdas superestima as perdas por vertimento não cheio. Nesses casos, com o objetivo de melhor representar a função de perdas é necessário utilizar um fator de correção dessa função.

Figura 5.8 – Trajetórias de armazenamentos simulados pelo modelo

Determinaram-se por um processo de tentativa e erro os fatores de correção para os subsistemas Sul e Norte. O fator 0,31 foi aplicado à função do subsistema Sul e para o subsistema Norte o valor do fator é igual a 0,23. Para os subsistemas Sudeste e Nordeste, que não precisam de correção, o fator é igual a 1,0. Os resultados do modelo com aplicação desses fatores são apresentados na figura 5.9. Observa-se um ajuste muito bom quando se consideram esses fatores, isto é, as trajetórias históricas e calculadas são bastante semelhantes, tanto em termos da EAR no final do horizonte, como sua distribuição no tempo.

Figura 5.9 – Trajetórias de armazenamentos simulados pelo modelo com ajuste

Desse modo, a função de perdas da equação 4.2 passa a ser:

$$PVT_{(i,t)} = \text{fator}_{(i)} * (a0_{(i)} + a1_{(i)} * ENA_{(i,t)} + a2_{(i)} * ENA_{(i,t)}^2) \quad (5.2)$$

Note-se que, com a expansão do sistema, novos reservatórios serão incluídos nos subsistemas e a função de perdas deve ser revista periodicamente para representar adequadamente a topologia mais recente.

5.4. Versão do Modelo em GAMS

A versão do modelo em GAMS (General Algebraic Modeling System) permite sua inserção em aplicações mais poderosas com utilização de vários pacotes comerciais de otimização.

O GAMS é uma linguagem de modelação composta por recursos algébricos e suporte de recursos comuns a linguagens de programação, que permitem uma representação direta dos modelos matemáticos de otimização (funções objetivo, restrições, etc). O GAMS foi desenvolvido inicialmente por Meeraus e Brooke (www.gams.com) para o Banco Mundial, como ferramenta para facilitar o trabalho de modelagem, e é hoje uma das linguagens de otimização mais difundidas em todo o mundo.

A versão do modelo em GAMS, além de ser utilizada de forma independente, pode ser inserida, com uma série de vantagens, em Sistemas de Suporte a Decisão (SSDs). O modelo funciona como uma camada intermediária entre a interface com o usuário final e os algoritmos de otimização comerciais, dando maior modularidade ao desenvolvimento e incorporando ao SSD as vantagens da sua utilização para a solução dos problemas.

Nesta tese utilizou-se a versão “GAMS Rev 145 x86/MS Windows”.

Os solvers utilizados foram:

S N O P T 6.2-1(1) (Jan 2003), Large Scale Nonlinear SQP Solver, P. E. Gill, UC San Diego, W. Murray and M. A. Saunders, Stanford University.

M I N O S 5.51 (Jun 2004), Large Scale Nonlinear Solver, B. A. Murtagh, University of New South Wales, P. E. Gill, University of California at San Diego, W. Murray, M. A. Saunders, and M. H. Wright, Systems Optimization Laboratory, Stanford University.

C O N O P T 3 x86/MS Windows version 3.14P-016-057, ARKI Consulting and Development A/S, Bagsvaerdvej 246 A, DK-2880 Bagsvaerd, Denmark.

Um aspecto importante das versões desenvolvidas é que o programa em linguagem GAMS grava os resultados em um arquivo compatível com o Excel. Desse modo, eles podem ser visualizados na versão em Planilha, compartilhando toda a interface gráfica construída. Portanto, todos os gráficos apresentados no item 5.2 também estão disponíveis na versão em GAMS.

Os anexos A e B apresentam as listagens completas do programa com os dados de entrada e a listagem de saída de um caso teste (caso padrão) para ilustração. Ressalta-se que os modelos só podem ser processados se o usuário possuir as licenças do GAMS ou do solver da Frontline para Excel, além do próprio MSEXcel.

5.5. Resultados Obtidos

Foram realizados exaustivos testes com o modelo, na versão em GAMS, e desses foram selecionados 10 testes para apresentação. Eles permitem uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros.

O teste definido como padrão para comparação tem as seguintes características:

- cenário de ENA - No primeiro mês utiliza-se a mesma porcentagem da MLT do mês anterior. Do terceiro mês até o final do horizonte utiliza-se a mediana do período histórico (adotados como 90% da MLT). Para o segundo mês faz-se um ajuste linear entre o primeiro e terceiro mês;
- cenário de Demanda do PMO de outubro/2006;
- considera a curva de aversão a risco (CAR);
- considera o volume de espera.

Os parâmetros adotados em todos os testes são: (valores usuais no setor determinados empiricamente)

- taxa de desconto (TxRet) de 10%;
- perda na transmissão (ftPTr) de 3%;
- custo unitário do déficit (Cudef) de 2000 R\$/MWh;
- custo unitário do intercâmbio (Cuint) de 5 R\$/MWh;
- custo unitário futuro (Cufut) nulo (R\$/MWh);
- custo unitário do vertimento cheio (Cuvtch) de 250 R\$/MWh.

A seguir, apresentam-se os testes feitos, numerados de 1 a 10. O teste 1 foi considerado padrão para análises comparativas dos resultados. As variações entre os testes são:

- Teste 1 - teste padrão;
- Testes 2 a 4 - variação do cenário de ENA em -9%, +5% e +10%;
- Testes 5 e 6 - variação do cenário de Demanda em -3% e +7%;
- Teste 7 - taxa de desconto igual a zero;
- Teste 8 - variação do custo futuro;
- Teste 9 - teste sem a curva de aversão a risco (CAR);
- Teste 10 - teste sem Volume de Espera;

Para cada teste é mostrada uma seqüência de seis gráficos com os resultados. São apresentados:

- intercâmbio em MWmédio;
- geração térmica acima da mínima em MWmédio;
- custo marginal da geração térmica em R\$/MWh;
- energia armazenada em %;
- geração hidráulica em MWmédio;
- vertimento ou déficit em MWmédio.

Um quadro anexo aos gráficos apresenta:

- fator de variação da demanda (fvDE);
- fator de variação da ENA (fvENA);
- custo de geração térmica (cGTad);
- custo de intercâmbio (cINT);
- custo do déficit (cDEF);
- custo de vertimento (cVT);
- custo futuro (cFUT);
- custo total de operação (CO).

Os custos são apresentados em milhões de reais acumulados em todo o período de planejamento.

Para facilitar as comparações entre os vários testes, seus resultados e gráficos estão apresentados e comentados em páginas separadas e posicionados igualmente em cada página.

Teste 1 – Teste Padrão

fvDE	1.00
fvENA	1.00
cGTad	8997
cINT	387
cDEF	0
cVT	812
cFUT	0
CO	10197

Com o teste padrão não ocorrem déficits. Tem-se vertimentos apenas no subsistema Norte.

O intercâmbio apresenta custo de 387 milhões de reais no período.

A geração térmica adicional, com custo de 8,997 bilhões de reais no período, corresponde a cerca de 35% da capacidade, sendo máxima no NE. Os custos marginais de geração térmica estão equalizados entre SE e S, sendo inferior no NE por ter atingido a capacidade máxima neste subsistema.

O armazenamento final é nulo, indicando o uso total do armazenamento de energia para redução do custo térmico, uma vez que o custo futuro foi definido como nulo.

Figura 5.10 –Gráficos do teste 1

Teste 2 – Redução da ENA em 9%

fvDE	1.00
fvENA	0.91
cGTad	28602
cINT	256
cDEF	2871
cVT	0
cFUT	0
CO	31730

Com redução de 9% na ENA, ocorre déficit no subsistema Sudeste sem vertimentos no período.

A geração térmica adicional é máxima, com custo de 28,6 bilhões de reais no período, implicando em custos marginais de geração térmica máximos.

O intercâmbio é menor, com custo de 256 milhões de reais no período.

O armazenamento final é nulo.

Figura 5.11 –Gráficos do teste 2

Teste 3 – Aumento da ENA em 5%

fvDE	1.00
fvENA	1.05
cGTad	3228
cINT	360
cDEF	0
cVT	1855
cFUT	0
CO	5444

Com aumento de 5% na ENA não ocorrem déficits. Têm-se vertimentos apenas no subsistema Norte.

A geração térmica adicional é reduzida para cerca de 12% da capacidade, em consequência da maior disponibilidade de energia hidráulica, com custo de 3,2 bilhões de reais no período.

O intercâmbio aumenta, com custo de 360 milhões de reais no período. Esse aumento indica um maior remanejamento da energia hidráulica entre os subsistemas, também devido à maior disponibilidade de energia hidráulica.

O armazenamento final é nulo.

Figura 5.12 –Gráficos do teste 3

Teste 4 – Aumento da ENA em 10%

fvDE	1.00
fvENA	1.10
cGTad	0
cINT	302
cDEF	0
cVT	3015
cFUT	0
CO	3317

Com aumento de 10% na ENA não ocorrem déficits. Tem-se vertimentos apenas no subsistema Norte.

A geração térmica adicional é nula, devido a excedentes de energia hidráulica.

O intercâmbio se reduz em relação ao caso anterior (teste 3), com custo de 302 milhões de reais no período.

O armazenamento final é 3%, aproveitando o excedente de energia hidráulica, pois seu vertimento representaria maior custo de operação.

Nota-se no conjunto de testes 2 a 4, grande sensibilidade da solução devido à variações na ENA.

Figura 5.13 –Gráficos do teste 4

Teste 5 –Redução da Demanda em 3%

fvDE	0.97
fvENA	1.00
cGTad	3980
cINT	361
cDEF	0
cVT	864
cFUT	0
CO	5205

Com redução de 3% na demanda, não ocorrem déficits. Tem-se vertimentos apenas no subsistema Norte.

A geração térmica adicional é reduzida para cerca de 15% da capacidade, com custo de 3,98 bilhões de reais no período.

O intercâmbio se altera pouco em relação ao teste padrão, com custo de 361 milhões de reais no período.

O armazenamento final é nulo.

Figura 5.14 –Gráficos do teste 5

Teste 6 – Aumento da Demanda em 7%

fvDE	1.07
fvENA	1.00
cGTad	28602
cINT	283
cDEF	10811
cVT	756
cFUT	0
CO	40452

Com aumento de 7% na demanda, ocorre déficit no subsistema Sudeste.

Assim como no teste 2 (redução da ENA em 9%) a geração térmica adicional é máxima, com custo de 28,6 bilhões de reais no período.

O intercâmbio é menor, com custo de 283 milhões de reais no período.

O armazenamento final é nulo.

Nota-se maior sensibilidade à variação da demanda do que à ENA. Pequenos erros na previsão da demanda podem acarretar grandes erros nas decisões representadas pelos resultados do modelo.

Figura 5.15 –Gráficos do teste 6

Teste 7–Taxa de Desconto igual a zero

Figura 5.16 –Gráficos do teste 7

fvDE	1.00
fvENA	1.00
cGTad	11009
cINT	456
cDEF	0
cVT	951
cFUT	0
CO	12416

Sem taxa de desconto, há uma antecipação na geração térmica, com o total no período ligeiramente maior que o caso Padrão, com custo de 11 bilhões de reais no período.

O Intercâmbio também é maior, com custo de 456 milhões de reais no período.

A sensibilidade é grande com a variação da taxa de desconto alterando a distribuição da geração térmica no tempo. O efeito é sempre postergar a geração térmica, esperando custos menores no futuro. Dessa forma, um critério econômico pode influir significativamente na decisão, postergando custos, a cada passo do planejamento da operação, e subestimando a necessidade de geração térmica no curto prazo.

Teste 8 – Com custo futuro igual a
230 R\$/MWh

fvDE	1.00
fvENA	1.00
cGTad	21402
cINT	298
cDEF	0
cVT	812
cFUT	17288
CO	39801

Com custo futuro de 230 R\$/MWh o armazenamento final passa de nulo a 47% (valor próximo ao inicial), com grande aumento na geração térmica em comparação ao teste padrão.

Neste caso, utiliza-se a geração térmica para aumentar a garantia de atendimento futuro (pós horizonte).

Figura 5.17 –Gráficos do teste 8

Teste 9 – Sem CAR – Curva de Aversão ao Risco

fvDE	1.00
fvENA	1.00
cGTad	8617
cINT	392
cDEF	0
cVT	1
cFUT	0
CO	9009

Sem CAR não ocorrem variações sensíveis com relação ao caso padrão. Notam-se apenas pequenas diferenças nas trajetórias de armazenamentos dos subsistemas S e N.

A CAR, por ser bianual, tem efeito apenas no início do período não afetando os montantes de geração térmica e intercâmbio de todo o período de planejamento.

Se considerada no ultimo ano do período de planejamento, a CAR poderia substituir o custo futuro para efeito de aumentar a garantia de atendimento pós horizonte.

Figura 5.18 –Gráficos do teste 9

Teste 10 – Sem Volume de Espera

fvDE	1.00
fvENA	1.00
cGTad	8692
cINT	390
cDEF	0
cVT	157
cFUT	0
CO	9239

Sem Volume de Espera, também não ocorrem variações sensíveis com relação ao caso padrão.

Notam-se apenas pequenas diferenças na trajetória de armazenamento do subsistema Norte, que tem seu vertimento reduzido.

Figura 5.19 –Gráficos do teste 10

Na tabela 5.1 apresenta-se um resumo dos custos obtidos na otimização, de todos os testes apresentados anteriormente. Os custos são apresentados em milhões de reais acumulados em todo o período de planejamento.

Tabela 5.1 – Custos dos Casos Teste (milhões de R\$)

Caso Teste	cGTad	CINT	CDEF	cVT	cFUT	CO
Teste Padrão	8997	387	0	812	0	10197
Redução da ENA em 9%	28602	256	2871	0	0	31730
Aumento da ENA em 5%	3228	360	0	1855	0	5444
Aumento da ENA em 10%	0	302	0	3015	0	3317
Redução da Demanda em 3%	3980	361	0	864	0	5205
Aumento da Demanda em 7%	28602	283	10811	756	0	40452
Taxa de Desconto igual a zero	11009	456	0	951	0	12416
Com custo futuro	21402	298	0	812	17288	39801
Sem CAR	8617	392	0	1	0	9009
Sem Volume de Espera	8692	390	0	157	0	9239

Os resultados dos testes, além de permitir uma verificação do funcionamento do modelo, permitem uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros. As análises consideram variações em relação ao caso padrão. Como síntese pode-se destacar os seguintes pontos:

- a) A sensibilidade à variação da ENA é grande. Com redução de 9% da ENA nota-se a existência de déficit, com geração térmica máxima. Com aumento de 10% da ENA nota-se a existência de vertimento, com geração térmica nula. A sensibilidade à variação da Demanda é maior do que a sensibilidade à variação de ENA. Com aumento de 7% da Demanda nota-se a existência de déficit, com geração térmica máxima.
- b) Sem a taxa de desconto há uma antecipação na geração térmica. A sensibilidade é grande com a variação da taxa de desconto alterando a distribuição da geração térmica no tempo. O efeito é sempre postergar a geração

térmica esperando custos menores no futuro. Dessa forma, um critério econômico pode influir significativamente na decisão imediata, postergando custos, a cada passo do planejamento da operação, e subestimando a necessidade de geração térmica no curto prazo.

c) Com um custo futuro de 230 R\$/MWh, o armazenamento final passa de nulo a 47% (valor próximo ao inicial), devido ao aumento na geração térmica. Isso demonstra a forte dependência da garantia de atendimento futuro (pós horizonte) desse parâmetro.

d) Sem a curva de aversão ao risco (CAR), não ocorrem variações sensíveis em relação aos resultados do caso padrão. Notam-se apenas pequenas diferenças nas trajetórias de armazenamentos dos subsistemas S e N.

e) Sem volume de espera, também não ocorrem variações sensíveis com relação ao caso padrão. Notam-se pequenas diferenças na trajetória de armazenamento do subsistema Norte.

6. Conclusões

Ao longo desta tese, apresentou-se um novo modelo para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte, chamado modelo SolverSIN. A principal contribuição desse modelo é dar suporte à tomada de decisão operacional de sistemas hidrotérmicos com três propriedades relevantes: eficiência, transparência e precisão.

Essas três propriedades reunidas tornam a proposta desse modelo uma opção real de grande valia para o planejamento operacional de sistemas hidrotérmicos de grande porte, como, por exemplo, do sistema hidrotérmico brasileiro. Isso ficou evidenciado pelas diferentes situações apresentadas e analisadas no capítulo 5.

A incorporação deste modelo a um sistema de suporte a decisão deverá torná-lo ainda mais eficiente e prático. Ou seja, a inserção de um eficiente banco de dados e uma interface conversacional modelo/decisor (com saídas gráficas, tabelas, mapas, etc.), deverá tornar o SolverSIN ainda mais apropriado para emprego em operação de sistemas hidrotérmicos. Outro fato a ser ressaltado é que o modelo atual, tanto a versão em planilha, como a versão GAMS, pode ser processado num computador portátil de hardware básico, usual no mercado.

Discutindo com um pouco mais de detalhes as três propriedades acima citadas:

a) A eficiência do modelo está associada à proposta metodológica, baseada no balanço de energia entre fontes de produção de energia elétrica e as equações de balanço hidroenergético aplicadas aos reservatórios equivalentes de energia. O problema de otimização é resolvido por Programação Não Linear (PNL) com utilização de “solvers” comerciais de grande confiabilidade no meio técnico internacional. A simplificação proposta se deve, principalmente, à metodologia de avaliação de perdas nos reservatórios, conforme discutido nos itens 3.3 e 4.3. Considerando que alguns dos principais modelos atualmente em uso no mundo se baseiam em técnicas complexas, de difícil manipulação e com muitas aproximações, caso, por exemplo, da Programação Dinâmica Dual Estocástica

(PDDE), a proposta do SolverSIN se mostra como uma alternativa viável, de grande aplicabilidade em sistemas hidrotérmicos de diferentes características.

b) A transparência do modelo é também uma propriedade muito importante. Como foi comentado ao longo do texto, o processamento do SolverSIN permite que o decisor observe claramente o comportamento das variáveis envolvidas no processamento, tanto em rodadas de simulação, como nas de otimização da operação. Essa transparência fornece ao modelo um potencial muito grande de análise de sensibilidade dos critérios envolvidos em cada processamento. Por exemplo, a facilidade com que diferentes situações podem ser imediatamente processadas, mensuradas e comparadas, dá ao modelo um campo vastíssimo de aplicação em discussões gerenciais de operação. Apesar de não ter sido analisada aqui a questão da estocasticidade, é importante ressaltar que o desenvolvimento da análise estocástica implícita com emprego do modelo é muito simples. O modelo pode ser aplicado a um número grande de séries geradas de ENA's, assim como a cenários múltiplos associados a probabilidades de ocorrência. Este é um tópico que merece atenção em estudos futuros com o SolverSIN.

c) A propriedade da precisão é essencial e ficou evidente com as aplicações apresentadas no capítulo 5. Os resultados obtidos demonstram que o equacionamento proposto é compatível com a qualidade dos resultados obtidos por outras técnicas. As comparações feitas entre os dados históricos e os resultados de simulação demonstram que os equacionamentos propostos para as perdas são perfeitamente razoáveis, com um elevado grau de precisão.

A reunião dessas três qualidades faz do SolverSIN um modelo de grande potencial para a gestão da operação de sistemas hidrotérmicos. Merecem ainda alguns comentários outros aspectos de desenvolvimento e análise do SolverSIN:

A versão em planilha foi desenvolvida numa primeira fase da pesquisa, quando ainda não estavam disponíveis outros algoritmos de otimização não linear. Mesmo considerando as restrições técnicas do otimizador da planilha, os resultados obtidos foram razoáveis; as restrições operacionais impostas neste

caso se prenderam ao tempo de processamento do problema e à acuracidade do "solver"; a versão com o GAMS tornou o modelo ainda mais ágil e preciso, os tempos de processamento diminuíram sensivelmente atingindo frações de segundos. O número de "solvers" disponível no GAMS abriu outro campo de investigação; o emprego do SNOPT, por exemplo, deverá ser melhor explorado em estudos futuros, principalmente se forem consideradas as suas propriedades de robustez e de precisão para sistemas complexos.

O acoplamento do SolverSIN a outros modelos pode ainda trazer ganhos para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. A consideração das usinas hidrelétricas de forma individualizada pode acarretar em uma grande melhoria na solução do problema em substituição ao reservatório equivalente. Pesquisas em andamento pelo grupo de pesquisa em sistemas de Recursos Hídricos do PHD/EPUSP trabalham na integração do modelo SISOPT para, inicialmente, resolver o problema de otimização do despacho hidráulico com usinas individualizadas, aproveitando ao máximo a capacidade hidráulica instalada (máxima eficiência hidroenergética). Em seguida, resolver o problema de otimização do despacho térmico e dos intercâmbios por subsistemas agregados. Embora distintos, esses dois processos são interdependentes. A máxima eficiência hidroenergética corresponde em obter a máxima geração hidráulica de um sistema hidrelétrico, considerando ganhos de produtividade pela seqüência de esvaziamento e reenchimento dos reservatórios (Lopes, 2001) e ainda obter um perfil de geração que acompanhe a curva de demanda no tempo, de forma que a complementação necessária tenha custos reduzidos. Corresponde também ao melhor uso da água para produzir energia em todo o horizonte de planejamento, já ajustando a geração à curva de demanda. Essa proposta justifica-se pelo fato da energia hidrelétrica ser renovável e mais barata que outras fontes. Explorar ao máximo a capacidade hidrelétrica é prioridade sobre outras fontes de energia não renováveis.

Como produtos específicos para a operação do SIN, salienta-se que o custo marginal de geração térmica utilizado neste trabalho difere do custo marginal de operação obtido no modelo NEWAVE, que é utilizado para definir o preço de energia no curto prazo. Implementações podem ser feitas no SolverSIN para

calcular o custo marginal de operação incluindo, além da geração térmica, os custos de intercâmbios, déficits e custo futuro representado pelos armazenamentos finais. Novas implementações também podem permitir análises mais detalhadas sobre o déficit como intensidade, duração e frequência.

Anexo A - Listagem do programa em GAMS

```

$title Otimizacao do SIN
$ontext
Modelo de otimização de Sistema Hidrotermico
Tese de doutorado
João E. G. Lopes - Universidade de São Paulo - 2006
inicio em 31/out/06 para PMO nov/06 com Dados do PMO de out/06
$offtext
*$offlisting
$onempty
Option      limrow = 0
            limcol = 0;

Sets
    i      subsistema      /SE, S, NE, N/
    tt     tempo (meses)   /0,1*50/
    t(tt)  tempo auxiliar / 1*50 /
Parameter ndm(tt) numero de dias do mes
/0        31
1         30
2         31
3         31
4         28
5         31
6         30
7         31
8         30
9         31
10        31
11        30
12        31
13        30
14        31
15        31
16        29
17        31
18        30
19        31
20        30
21        31
22        31
23        30
24        31
25        30
26        31
27        31
28        28
29        31
30        30
31        31
32        30
33        31
34        31
35        30
36        31
37        30
38        31
39        31
40        28
41        31
42        30
43        31
44        30
45        31
46        31
47        30

```

48 31
 49 30
 50 31
 /

Table DE(t,i) previsao de carga

	SE	S	NE	N
1	31546	8033	7300	3463
2	31159	8212	7300	3464
3	32035	8309	7161	3368
4	32889	8458	7248	3410
5	33430	8616	7342	3430
6	33103	8386	7254	3446
7	32684	8247	7197	3491
8	32644	8221	7105	3510
9	32753	8195	7179	3530
10	33196	8231	7296	3575
11	33286	8161	7488	3600
12	33815	8235	7694	3595
13	33672	8368	7810	3571
14	33343	8557	7820	3511
15	33676	8723	7551	3648
16	34579	8878	7644	3695
17	35193	9046	7743	3716
18	34843	8802	7650	3736
19	34402	8658	7591	3782
20	34361	8629	7494	3803
21	34476	8600	7572	3827
22	34942	8640	7694	3873
23	35037	8567	7898	3900
24	35592	8644	8115	3895
25	35444	8786	8238	3869
26	35096	8981	8250	3803
27	35203	9144	7897	3810
28	36144	9306	7993	3860
29	36784	9482	8098	3882
30	36421	9227	8000	3903
31	35959	9074	7939	3950
32	35912	9045	7839	3973
33	36037	9017	7918	3997
34	36524	9056	8047	4046
35	36623	8979	8260	4075
36	37205	9062	8485	4068
37	37048	9211	8615	4042
38	36684	9414	8626	3973
39	36755	9552	8268	3938
40	37739	9722	8368	3990
41	38406	9907	8478	4012
42	38026	9640	8376	4034
43	37547	9480	8312	4083
44	37499	9450	8206	4106
45	37628	9420	8288	4130
46	38135	9462	8425	4182
47	38239	9381	8646	4210
48	38845	9467	8885	4206
49	38683	9621	9016	4177
50	38303	9836	9034	4106;

Table GN(t,i) geracao nuclear

	SE	S	NE	N
1	1699	0	0	0
2	1699	0	0	0
3	1699	0	0	0
4	1699	0	0	0
5	1699	0	0	0
6	1699	0	0	0
7	1699	0	0	0
8	1699	0	0	0
9	1699	0	0	0
10	1699	0	0	0

11	1699	0	0	0
12	1699	0	0	0
13	1699	0	0	0
14	1699	0	0	0
15	1699	0	0	0
16	1699	0	0	0
17	1699	0	0	0
18	1699	0	0	0
19	1699	0	0	0
20	1699	0	0	0
21	1699	0	0	0
22	1699	0	0	0
23	1699	0	0	0
24	1699	0	0	0
25	1699	0	0	0
26	1699	0	0	0
27	1699	0	0	0
28	1699	0	0	0
29	1699	0	0	0
30	1699	0	0	0
31	1699	0	0	0
32	1699	0	0	0
33	1699	0	0	0
34	1699	0	0	0
35	1699	0	0	0
36	1699	0	0	0
37	1699	0	0	0
38	1699	0	0	0
39	1699	0	0	0
40	1699	0	0	0
41	1699	0	0	0
42	1699	0	0	0
43	1699	0	0	0
44	1699	0	0	0
45	1699	0	0	0
46	1699	0	0	0
47	1699	0	0	0
48	1699	0	0	0
49	1699	0	0	0
50	1699	0	0	0;

Table Gpqu(t,i) geracao pequenas usinas

	SE	S	NE	N
1	1085	415	142	34
2	819	375	146	42
3	1111	383	133	46
4	1133	366	145	51
5	1076	366	126	51
6	1027	378	119	49
7	1122	437	126	42
8	1136	471	122	36
9	1084	486	162	32
10	1064	489	202	29
11	1078	545	235	28
12	1108	545	274	31
13	1143	574	251	34
14	1126	505	235	42
15	1856	531	304	46
16	1905	520	290	49
17	1787	500	229	51
18	1620	553	241	49
19	1647	624	260	42
20	1621	668	267	36
21	1545	702	346	32
22	1509	710	439	29
23	1521	756	516	28
24	1574	730	585	31
25	1661	674	547	34
26	1686	578	490	42

27	1968	533	304	46
28	2009	521	291	51
29	1895	501	229	51
30	1766	554	241	49
31	1895	625	260	42
32	1923	669	267	36
33	1855	703	346	32
34	1820	711	439	29
35	1825	757	516	28
36	1865	731	585	31
37	1854	676	547	34
38	1801	580	490	42
39	2003	533	304	46
40	2046	521	291	51
41	1924	501	229	51
42	1792	554	241	49
43	1919	625	260	42
44	1946	669	267	36
45	1878	703	346	32
46	1842	711	439	29
47	1846	757	516	28
48	1887	731	585	31
49	1881	676	547	34
50	1833	580	490	42;

Table IP(t,i) importacao

	SE	S	NE	N
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	0	0	0
15	0	0	0	0
16	0	0	0	0
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0
25	0	0	0	0
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0
33	0	0	0	0
34	0	0	0	0
35	0	0	0	0
36	0	0	0	0
37	0	0	0	0
38	0	0	0	0
39	0	0	0	0
40	0	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0

43	0	0	0	0
44	0	0	0	0
45	0	0	0	0
46	0	0	0	0
47	0	0	0	0
48	0	0	0	0
49	0	0	0	0
50	0	0	0	0;

Table GTif(t,i) geracao termica inflexivel

	SE	S	NE	N
1	461	778	226	0
2	461	778	226	0
3	536	820	584	0
4	536	820	584	0
5	536	820	584	0
6	536	820	584	0
7	536	820	584	0
8	536	820	584	0
9	536	820	584	0
10	536	820	584	0
11	536	820	584	0
12	536	820	584	0
13	536	820	584	0
14	536	820	584	0
15	536	820	584	0
16	536	820	584	0
17	536	820	584	0
18	536	820	584	0
19	536	820	584	0
20	536	820	584	0
21	536	820	584	0
22	536	820	584	0
23	536	820	584	0
24	536	820	584	0
25	536	820	584	0
26	536	820	584	0
27	536	820	584	0
28	536	820	584	0
29	536	820	584	0
30	536	820	584	0
31	536	820	584	0
32	536	820	584	0
33	536	820	584	0
34	536	820	584	0
35	536	820	584	0
36	536	820	584	0
37	536	820	584	0
38	536	820	584	0
39	536	820	584	0
40	536	820	584	0
41	536	820	584	0
42	536	820	584	0
43	536	820	584	0
44	536	820	584	0
45	536	820	584	0
46	536	820	584	0
47	536	820	584	0
48	536	820	584	0
49	536	820	584	0
50	536	820	584	0;

Table GTmax(t,i) geracao termica capacidade

	SE	S	NE	N
1	5310	2319	1764	0
2	5310	2319	1764	0
3	5310	2319	1764	0
4	5310	2319	1764	0
5	5310	2319	1764	0
6	5310	2319	1764	0

7	5310	2319	1764	0
8	5310	2319	1764	0
9	5310	2319	1764	0
10	5310	2319	1764	0
11	5310	2319	1764	0
12	5310	2319	1764	0
13	5310	2319	1764	0
14	5310	2319	1764	0
15	5310	2319	1764	0
16	5310	2319	1764	0
17	5310	2319	1764	0
18	5310	2319	1764	0
19	5310	2319	1764	0
20	5310	2319	1764	0
21	5310	2319	1764	0
22	5310	2319	1764	0
23	5310	2319	1764	0
24	5310	2319	1764	0
25	5310	2319	1764	0
26	5310	2319	1764	0
27	5310	2319	1764	0
28	5310	2319	1764	0
29	5310	2319	1764	0
30	5310	2319	1764	0
31	5310	2319	1764	0
32	5310	2319	1764	0
33	5310	2319	1764	0
34	5310	2319	1764	0
35	5310	2319	1764	0
36	5310	2319	1764	0
37	5310	2319	1764	0
38	5310	2319	1764	0
39	5310	2319	1764	0
40	5310	2319	1764	0
41	5310	2319	1764	0
42	5310	2319	1764	0
43	5310	2319	1764	0
44	5310	2319	1764	0
45	5310	2319	1764	0
46	5310	2319	1764	0
47	5310	2319	1764	0
48	5310	2319	1764	0
49	5310	2319	1764	0
50	5310	2319	1764	0;

Table GHmin(t,i) geracao hidro minima

	SE	S	NE	N
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	0	0	0
15	0	0	0	0
16	0	0	0	0
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0

23	0	0	0	0
24	0	0	0	0
25	0	0	0	0
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0
33	0	0	0	0
34	0	0	0	0
35	0	0	0	0
36	0	0	0	0
37	0	0	0	0
38	0	0	0	0
39	0	0	0	0
40	0	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0
43	0	0	0	0
44	0	0	0	0
45	0	0	0	0
46	0	0	0	0
47	0	0	0	0
48	0	0	0	0
49	0	0	0	0
50	0	0	0	0;

Table GHmax(t,i) geracao hidro maxima

	SE	S	NE	N
1	41560	9928	9406	7786
2	41560	9928	9406	7786
3	42040	11043	9406	7517
4	42165	11043	9406	7234
5	42165	11043	9406	7087
6	42165	11043	9406	7087
7	42228	11043	9406	7382
8	42228	11043	9406	7825
9	42228	11043	9406	7986
10	42228	11043	9406	7986
11	42228	11043	9406	7986
12	42228	11043	9406	7986
13	42228	11043	9406	7986
14	42228	11043	9406	7986
15	42228	11043	9406	7517
16	42228	11043	9406	7234
17	42228	11124	9406	7087
18	42228	11124	9406	7087
19	42228	11164	9406	7382
20	42228	11164	9406	7825
21	42228	11164	9406	7986
22	42228	11164	9406	7986
23	42228	11164	9406	7986
24	42228	11164	9406	7986
25	42228	11164	9406	7986
26	42228	11164	9406	7986
27	42228	11257	9406	7517
28	42228	11257	9406	7234
29	42228	11257	9406	7087
30	42228	11257	9406	7087
31	42564	11257	9406	7382
32	42659	11257	9406	7825
33	42781	11288	9406	7986
34	42781	11288	9406	7986
35	42781	11288	9406	7986
36	42781	11288	9406	7986
37	42781	11288	9406	7986
38	42781	11288	9406	7986

39	43026	11514	9406	7517
40	43123	11537	9406	7234
41	43123	11537	9406	7087
42	43123	11537	9406	7087
43	43224	11599	9406	7382
44	43224	11599	9406	8366
45	43258	11599	9406	8527
46	43258	11599	9406	8527
47	43258	11599	9406	8527
48	43258	11599	9406	8527
49	43258	11599	9406	8527
50	43503	11599	9406	8423;

Table INTmin(t,i) intercambio minimo fornecido

	SE	S	NE	N
1	-6433	-4719	-1510	-3739
2	-6433	-4717	-1507	-3739
3	-6711	-4704	-1488	-3737
4	-6711	-4711	-1497	-3738
5	-6710	-3166	-1471	-3736
6	-6711	-3203	-1529	-3741
7	-6711	-3177	-1488	-3737
8	-6711	-3179	-1492	-3738
9	-6436	-3814	-1488	-3737
10	-6439	-4690	-1471	-3736
11	-6433	-4720	-1510	-3739
12	-6437	-4703	-1487	-3737
13	-6433	-4720	-1510	-3739
14	-6433	-4718	-1507	-3739
15	-6711	-4704	-1488	-3737
16	-6710	-4709	-1494	-3738
17	-6711	-4718	-1507	-3739
18	-6711	-4706	-1492	-3737
19	-9261	-4718	-1506	-4384
20	-9273	-4706	-1492	-4377
21	-8689	-4690	-1470	-4367
22	-8675	-4704	-1488	-4376
23	-8688	-4692	-1473	-4368
24	-8690	-4690	-1470	-4367
25	-8658	-4720	-1510	-4386
26	-8675	-4704	-1488	-4376
27	-9275	-4909	-1488	-4376
28	-9268	-4915	-1498	-4380
29	-9275	-4909	-1488	-4376
30	-9258	-4922	-1510	-4386
31	-9261	-4920	-1506	-4384
32	-9273	-4910	-1492	-4377
33	-8689	-4897	-1470	-4367
34	-8675	-4909	-1488	-4376
35	-8673	-4910	-1492	-4377
36	-8676	-4908	-1487	-4375
37	-8658	-4922	-1510	-4386
38	-8675	-4909	-1488	-4376
39	-9261	-4920	-1506	-4384
40	-9268	-4915	-1498	-4380
41	-9289	-4897	-1470	-4367
42	-9258	-4922	-1510	-4386
43	-9261	-4920	-1506	-4384
44	-9273	-4910	-1492	-4377
45	-8689	-4897	-1470	-4367
46	-8675	-4909	-1488	-4376
47	-8673	-4910	-1492	-4377
48	-8662	-4919	-1505	-4384
49	-8658	-4922	-1510	-4386
50	-8566	-4909	-1488	-4485;

Table INTmax(t,i) intercambio maximo recibido

	SE	S	NE	N
1	6693	4450	3265	1452
2	6337	4450	3266	1453

3	6320	4448	3551	1773
4	6329	4449	3548	1772
5	4779	4446	3557	1775
6	4827	4452	3536	1769
7	4793	4448	3551	1773
8	5150	4448	3550	1773
9	5784	4448	3276	1773
10	6657	4446	3286	1775
11	6694	4450	3265	1771
12	6673	4448	3278	1773
13	6694	4450	3265	1771
14	6338	4450	3266	1771
15	6320	4448	3551	1884
16	6326	4448	3549	1883
17	6338	4450	3544	1881
18	6323	4448	3550	1883
19	7811	5061	3622	1881
20	8154	5073	3625	1883
21	8139	5089	2858	1886
22	8152	5075	2851	1884
23	8141	5088	2857	1886
24	8140	5090	2858	1886
25	8167	5058	2843	1881
26	7798	5075	2851	1884
27	8003	5075	3626	1973
28	8009	5068	3624	1972
29	8003	5075	3626	1973
30	8015	5058	3622	1971
31	8013	5061	3622	1971
32	8358	5073	3625	1973
33	8346	5089	2858	1975
34	8357	5075	2851	1973
35	8358	5073	2850	1973
36	8356	5076	2851	1973
37	8369	5058	2843	1971
38	8003	5075	2851	1973
39	8013	5061	3622	2071
40	8009	5068	3624	2072
41	7992	5089	3629	2075
42	8015	5058	3622	2071
43	8013	5061	3622	2071
44	8358	5073	3625	2073
45	8346	5089	2858	2075
46	8357	5075	2851	2073
47	8358	5073	2850	2073
48	8366	5062	2845	2071
49	8369	5058	2843	2071
50	8003	5075	2851	1964;

Table EArmax(tt,i) energia armazenada capacidade

	SE	S	NE	N
0	186427	18256	51692	12415
1	186427	18420	51763	13120
2	186427	18420	51763	13120
3	188351	18600	51763	13120
4	189959	18600	51763	13120
5	189959	18600	51763	13120
6	189959	18600	51763	13120
7	189959	18600	51763	13120
8	189959	18600	51763	13120
9	189959	18600	51763	13120
10	189959	18600	51763	13120
11	189959	18600	51763	13120
12	189959	18600	51763	13120
13	189959	18600	51763	13120
14	189959	18600	51763	13120
15	189959	18600	51763	13120
16	189959	18600	51763	13120
17	189959	18600	51763	13120

18	189959	18600	51763	13120
19	189959	18600	51763	13120
20	189959	18600	51763	13120
21	189959	18600	51763	13120
22	189959	18600	51763	13120
23	189959	18600	51763	13120
24	189959	18600	51763	13120
25	189959	18600	51763	13120
26	189959	18600	51763	13120
27	189959	18600	51763	13120
28	189959	18600	51763	13120
29	189959	18600	51763	13120
30	189959	18600	51763	13120
31	190547	18600	51806	13120
32	190560	18600	51806	13120
33	198720	18600	51806	13120
34	198720	18600	51806	13120
35	198720	18600	51806	13120
36	198720	18600	51806	13120
37	198720	18600	51806	13120
38	198720	18600	51806	13120
39	199854	18600	51806	13120
40	199856	18600	51806	13120
41	199856	18600	51806	13120
42	199856	18600	51806	13120
43	199856	18898	51806	13120
44	199856	18898	51806	14510
45	199856	18898	51806	14775
46	199856	18898	51806	14775
47	199856	18898	51806	14775
48	199856	18898	51806	14775
49	199856	18898	51806	14775
50	199863	18898	51806	14775;

Table EArvesp(tt,i) energia armazenada volume de espera

	SE	S	NE	N
1	0.922	0.985	0.800	1.000
2	0.866	0.985	0.750	1.000
3	0.885	0.976	0.772	0.941
4	0.920	0.976	0.804	0.906
5	0.952	0.976	0.844	0.887
6	0.989	0.985	0.900	0.887
7	0.989	0.983	1.000	0.924
8	0.992	0.983	1.000	0.980
9	0.993	0.985	1.000	1.000
10	0.993	0.985	1.000	1.000
11	0.993	0.986	1.000	1.000
12	0.995	0.976	0.991	1.000
13	0.913	0.976	0.800	1.000
14	0.858	0.976	0.750	1.000
15	0.885	0.976	0.772	0.941
16	0.920	0.976	0.804	0.906
17	0.952	0.976	0.844	0.887
18	0.989	0.985	0.900	0.887
19	0.989	0.983	1.000	0.924
20	0.992	0.983	1.000	0.980
21	0.993	0.985	1.000	1.000
22	0.993	0.985	1.000	1.000
23	0.993	0.986	1.000	1.000
24	0.995	0.976	0.991	1.000
25	0.913	0.976	0.800	1.000
26	0.858	0.976	0.750	1.000
27	0.885	0.976	0.772	0.941
28	0.920	0.976	0.804	0.906
29	0.952	0.976	0.844	0.887
30	0.991	0.985	0.900	0.887
31	0.989	0.983	1.000	0.924
32	0.992	0.983	1.000	0.980
33	0.993	0.985	1.000	1.000

34	0.993	0.985	1.000	1.000
35	0.999	0.986	1.000	1.000
36	1.001	0.976	0.991	1.000
37	0.922	0.976	0.801	1.000
38	0.870	0.976	0.751	1.000
39	0.890	0.976	0.772	0.941
40	0.923	0.976	0.804	0.906
41	0.954	0.976	0.844	0.887
42	0.989	1.000	0.900	0.887
43	0.990	0.983	1.000	0.924
44	0.993	0.983	1.000	1.000
45	0.993	0.985	1.000	1.000
46	0.993	0.985	1.000	1.000
47	0.993	0.986	1.000	1.000
48	0.995	0.976	0.991	1.000
49	0.917	0.976	0.801	1.000
50	0.917	0.976	0.801	0.952;

Table EARCav(tt,i) energia armazenada curva de aversao a risco

	SE	S	NE	N
1	0.25	0.23	0.18	0.26
2	0.28	0.22	0.24	0.26
3	0.53	0.18	0.46	0.00
4	0.57	0.19	0.48	0.00
5	0.59	0.17	0.49	0.00
6	0.61	0.16	0.49	0.00
7	0.60	0.13	0.46	0.00
8	0.55	0.13	0.43	0.00
9	0.48	0.13	0.38	0.00
10	0.40	0.13	0.32	0.00
11	0.34	0.13	0.26	0.00
12	0.28	0.19	0.21	0.26
13	0.25	0.23	0.18	0.26
14	0.28	0.22	0.24	0.26
15	0.33	0.19	0.33	0.00
16	0.35	0.20	0.36	0.00
17	0.38	0.19	0.39	0.00
18	0.37	0.16	0.40	0.00
19	0.38	0.13	0.37	0.00
20	0.36	0.13	0.35	0.00
21	0.32	0.13	0.30	0.00
22	0.27	0.13	0.24	0.00
23	0.20	0.13	0.18	0.00
24	0.14	0.13	0.13	0.26
25	0.10	0.13	0.10	0.26
26	0.10	0.13	0.10	0.26
27	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00
32	0.00	0.00	0.00	0.00
33	0.00	0.00	0.00	0.00
34	0.00	0.00	0.00	0.00
35	0.00	0.00	0.00	0.00
36	0.00	0.00	0.00	0.00
37	0.00	0.00	0.00	0.00
38	0.00	0.00	0.00	0.00
39	0.00	0.00	0.00	0.00
40	0.00	0.00	0.00	0.00
41	0.00	0.00	0.00	0.00
42	0.00	0.00	0.00	0.00
43	0.00	0.00	0.00	0.00
44	0.00	0.00	0.00	0.00
45	0.00	0.00	0.00	0.00
46	0.00	0.00	0.00	0.00
47	0.00	0.00	0.00	0.00
48	0.00	0.00	0.00	0.00
49	0.00	0.00	0.00	0.00

50	0.00	0.00	0.00	0.00;
Table ENAmlt(tt,i) energia afluyente mlt				
	SE	S	NE	N
1	26029	7149	5651	2428
2	38899	5792	10340	4759
3	52846	5522	14385	8843
4	55853	6387	15176	11849
5	51962	5415	15234	13819
6	38886	5036	12181	13750
7	28447	6466	7514	8865
8	24341	7712	4949	4251
9	20244	8467	4089	2481
10	16987	7701	3565	1760
11	17092	8883	3186	1389
12	20423	10090	3477	1549
13	25755	7149	5651	2535
14	38234	5792	10340	4968
15	52218	5620	14385	9020
16	55410	6464	15176	12086
17	51565	5511	15234	14095
18	38641	5078	12181	14025
19	28453	6513	7514	9042
20	24430	7770	4949	4336
21	20321	8451	4089	2530
22	17051	7599	3565	1795
23	17180	8798	3186	1417
24	20423	10161	3477	1580
25	25755	7268	5651	2585
26	38234	5867	10340	5068
27	53784	5845	14385	9201
28	57072	6722	15176	12328
29	53112	5731	15234	14377
30	39801	5281	12181	14305
31	29306	6774	7514	9223
32	25162	8081	4949	4423
33	20930	8789	4089	2581
34	17562	7903	3565	1831
35	17696	9150	3186	1445
36	21036	10567	3477	1612
37	26528	7559	5651	2637
38	39381	6101	10340	5169
39	55091	6396	14385	9730
40	58120	7453	15176	12866
41	54132	6270	15234	14832
42	40509	5835	12181	14478
43	29592	7477	7514	9219
44	25269	8906	4949	4497
45	21028	9863	4089	2682
46	17660	9162	3565	1923
47	17743	10520	3186	1545
48	21141	11789	3477	1762
49	27137	8310	5651	2906
50	40600	6709	10340	5629;
Table EL(tt,i) energia evaporada				
	SE	S	NE	N
1	112	-25	774	32
2	312	-12	675	18
3	170	8	548	12
4	127	30	389	5
5	366	56	271	7
6	631	75	289	8
7	877	80	540	11
8	883	66	525	12
9	800	43	767	24
10	749	25	877	29
11	699	7	927	50
12	292	-19	925	37
13	118	-27	765	34

14	327	-13	659	18
15	177	9	536	11
16	130	30	381	5
17	374	56	265	7
18	643	75	281	8
19	895	77	523	11
20	904	64	504	12
21	821	41	728	24
22	769	24	829	29
23	716	7	866	52
24	299	-20	843	41
25	121	-27	697	40
26	333	-13	618	24
27	180	8	504	15
28	132	29	360	6
29	378	55	254	7
30	649	73	272	8
31	905	76	508	11
32	913	62	485	12
33	849	41	695	24
34	798	24	782	29
35	741	7	818	51
36	308	-20	800	39
37	121	-27	683	38
38	331	-13	612	23
39	174	8	493	15
40	135	30	350	6
41	384	56	247	7
42	664	77	267	8
43	929	80	498	11
44	932	67	477	19
45	858	42	684	32
46	805	25	774	38
47	739	7	814	60
48	307	-20	799	44
49	120	-28	666	40
50	327	-13	591	24;
Table UC(tt,i)	energia	perdida	por uso	consuntivo
	SE	S	NE	N
1	499	33	242	9
2	290	33	171	9
3	333	33	295	10
4	312	33	310	11
5	414	33	159	8
6	642	34	348	22
7	547	33	348	25
8	839	34	345	32
9	897	34	346	33
10	829	34	406	35
11	868	33	448	31
12	421	33	326	11
13	509	33	246	9
14	295	33	174	9
15	337	33	300	10
16	315	34	315	11
17	422	33	161	8
18	659	35	355	22
19	563	33	354	26
20	866	35	352	33
21	925	35	352	35
22	854	34	413	37
23	898	34	456	33
24	431	34	332	12
25	521	33	251	9
26	299	33	176	9
27	343	34	305	10
28	320	34	321	12
29	432	33	163	8

30	676	35	361	23
31	580	34	361	27
32	895	35	358	34
33	959	35	359	36
34	886	35	421	38
35	935	47	465	34
36	442	47	338	12
37	533	47	255	9
38	304	53	179	10
39	348	53	310	11
40	327	53	327	12
41	445	53	166	9
42	703	54	367	24
43	601	53	367	28
44	932	54	364	40
45	995	54	365	42
46	919	54	429	44
47	968	54	473	40
48	454	54	344	14
49	545	53	259	11
50	387	53	182	10;

Table VM(tt,i) energia perdida por volume morto

	SE	S	NE	N
1	0	0	0	0
2	1117	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	13	0	0
15	0	0	0	0
16	0	0	0	0
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0
25	697	0	0	0
26	697	0	0	0
27	1049	0	0	0
28	841	0	70	0
29	841	0	70	0
30	838	0	70	0
31	713	0	0	0
32	713	0	0	0
33	0	0	0	330
34	0	0	0	330
35	6	0	0	330
36	0	0	0	0
37	0	0	0	0
38	17	0	0	0
39	17	0	0	0
40	17	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0
43	33	0	0	0
44	33	0	0	0
45	0	0	0	0

```

46      0      0      0      0
47     12      0      0      0
48      0      0      0      0
49      0      0      0      0
50    205      0      0    239;
Table ENApct(tt,i)  ENA porcentagem mlt
      SE      S      NE      N
1     1.270     0.400     0.920     1.010
2     1.085     0.650     0.910     0.955
3     0.900     0.900     0.900     0.900
4     0.900     0.900     0.900     0.900
5     0.900     0.900     0.900     0.900
6     0.900     0.900     0.900     0.900
7     0.900     0.900     0.900     0.900
8     0.900     0.900     0.900     0.900
9     0.900     0.900     0.900     0.900
10    0.900     0.900     0.900     0.900
11    0.900     0.900     0.900     0.900
12    0.900     0.900     0.900     0.900
13    0.900     0.900     0.900     0.900
14    0.900     0.900     0.900     0.900
15    0.900     0.900     0.900     0.900
16    0.900     0.900     0.900     0.900
17    0.900     0.900     0.900     0.900
18    0.900     0.900     0.900     0.900
19    0.900     0.900     0.900     0.900
20    0.900     0.900     0.900     0.900
21    0.900     0.900     0.900     0.900
22    0.900     0.900     0.900     0.900
23    0.900     0.900     0.900     0.900
24    0.900     0.900     0.900     0.900
25    0.900     0.900     0.900     0.900
26    0.900     0.900     0.900     0.900
27    0.900     0.900     0.900     0.900
28    0.900     0.900     0.900     0.900
29    0.900     0.900     0.900     0.900
30    0.900     0.900     0.900     0.900
31    0.900     0.900     0.900     0.900
32    0.900     0.900     0.900     0.900
33    0.900     0.900     0.900     0.900
34    0.900     0.900     0.900     0.900
35    0.900     0.900     0.900     0.900
36    0.900     0.900     0.900     0.900
37    0.900     0.900     0.900     0.900
38    0.900     0.900     0.900     0.900
39    0.900     0.900     0.900     0.900
40    0.900     0.900     0.900     0.900
41    0.900     0.900     0.900     0.900
42    0.900     0.900     0.900     0.900
43    0.900     0.900     0.900     0.900
44    0.900     0.900     0.900     0.900
45    0.900     0.900     0.900     0.900
46    0.900     0.900     0.900     0.900
47    0.900     0.900     0.900     0.900
48    0.900     0.900     0.900     0.900
49    0.900     0.900     0.900     0.900
50    0.900     0.900     0.900     0.900;
Parameters
a0(i) parametro da curva perdas
/ se      0
s         0
ne        0
n         0 /
al(i) parametro da curva perdas
/ se      2.47500E-02
s         -2.09807E-02
ne        -2.49152E-02
n         2.51848E-02 /

```

```

a2(i) parametro da curva perdas
/ se      1.90609E-06
s         1.02966E-05
ne        4.81066E-06
n         8.36319E-06 /
b1(i) parametro da curva custo termica
/se       3.200E-02
s         3.200E-02
ne        3.200E-02
n         0 /
b2(i) parametro da curva custo termica
/ se      1.400E-05
s         5.000E-05
ne        1.700E-05
n         0 /
b3(i) parametro da curva custo termica
/ se      0
s         0
ne        0
n         0 /
b4(i) parametro da curva custo termica
/ se      0
s         0
ne        0
n         0 /
c0 (i) parametro PVQ x EAR%
/se       0
s         0
ne        0
n         0 /
c1 (i) parametro PVQ x EAR%
/se       0
s         0
ne        0
n         0 /
armin(i) armazenamento inicial
/ se 0.455
s     0.406
ne    0.523
n     0.363 /;
Scalars
ftPtr    perda na transmissao (ad)                /0.03/
Cundef   custo unitario do deficit (R$porMWh)      /2000/
Cuint    custo unitario do intercambio (R$porMWh)  /5/
Cufut    custo unitario futuro (R$porMWh)         /0/
Cuvtch   custo unitario do vertimento cheio (R$porMWh) /250/
TxRet    taxa de retorno (%)                     /10/
fvDE     fator de variacao da Demanda para teste  /1/
fvEna    fator de variacao da ENA para teste      /1/

Positive Variables
GH(tt,i)   geracao hidro
GTad(t,i)  geracao termo adicional
INTr(t,i)  intercambio recebido em 2 arcos
INTf(t,i)  intercambio fornecido em 2 arcos
DEliq(t,i) demanda liquida subtraindo geracao de outras fontes
Ptr(t,i)   perdas transmissao
ENAbtr(tt,i) ENA em MWmedio
ExpEAR(tt,i) energia de ajuste da expansao de ear
ENAliq(tt,i) ENA liquida subtraindo perdas fixas e ajuste de expansao
VT(tt,i)   vertimento cheio var.dec
VTh(tt,i)  vertimento cheio calc
EAR(tt,i)  EAR mwmes
EARporc(tt,i) EAR porcentagem
EARporcT(tt) EAR total porcentagem
DEF(tt,i)  deficit energia
CDEF       custo deficit
Ct(t,i)    custo termo

```

```

    Ct1(t,i)      custo termo mais 1 MW
    Ctm(t,i)      custo termo marginal
    CGTad         custo termo
    CINT          custo intercambio
    CFUT          custo futuro
    CVT           custo vertimento cheio
    ajd(tt)       ajuste numero de dias do mes
    conv(t)       converte R$ por MWh em milhoes de RS por MWmedio por mes
    lambd(t)      indice da taxa de retorno;
Variables
    INTrec(t,i)   intercambio recebido
    PVT(tt,i)     perdas vertimento nao cheio
    PVQ(tt,i)     perda por variacao da queda
    DEFh(tt,i)    deficit hidro calc
    CO            custo de operacao ;

*fatores
ajd.fx(tt) = ndm(tt)/30.4375;
conv.fx(t) = ndm(t)*24/1000000;
lambd.fx(t) = 1/(TxRet/100+1)**(ord(t)/12);

*calculos pre-otimizacao
DEliq.fx(t,i) = fvDE*DE(t,i)-(GTif(t,i)+GN(t,i)+Gpqu(t,i)+IP(t,i));
ENAbrt.fx(tt,i) = fvEna*ENAm1t(tt,i)*ENApct(tt,i);
ENAliq.fx(tt,i) = ENAbrt.l(tt,i)-EL(tt,i)-UC(tt,i)-VM(tt,i);
PVT.fx(tt,i) = a0(i)+a1(i)*ENAbrt.l(tt,i)+a2(i)*sqr(ENAbrt.l(tt,i));

*set bounds
GH.lo(t,i)= GHmin(t,i);
GH.up(t,i)= GHmax(t,i);
VT.lo(t,i)= 0;
VT.up(t,i)= 999999;
GTad.lo(t,i) = 0;
GTad.up(t,i) = GTmax(t,i)-GTif(t,i);
INTf.lo(t,i) = 0;
INTf.up(t,i) = INTmin(t,i)*(-1);
INTR.lo(t,i) = 0;
INTR.up(t,i) = INTmax(t,i);
DEF.lo(t,i)= 0;
DEF.up(t,i)= 999999;

*set constraints
EAR.lo(tt,i) = EARcav(tt,i)*EARmax(tt,i);
EAR.up(tt,i) = EARvesp(tt,i)*EARmax(tt,i);

*set starting points

*inicializa
EAR.fx("0",i) = armin(i)*EARmax("0",i);

Equations
    e1      custo de operacao total
    e1a     custo total termo
    e1b(t,i) custo termo
    e1c     custo intercambio
    e1d     custo deficit
    e1e     custo vertimento cheio
    e1f(t)  custo futuro
    e2(t,i) balanço de energia
    e2a(t,i) calcula perdas transmissao
    a3(t)   balanço de intercanbios
    e4(tt,i) balanço hidro
    e4b(tt,i) calcula perdas por variacao da queda;
e1..      CO =e= CGTad+CINT+CDEF+CVT+CFUT;
e1a..     CGTad =e= sum(t,sum(i,Ct(t,i)*ajd(t)*lambd(t)));
e1b(t,i).. Ct(t,i) =e= (b1(i)*GTad(t,i) +b2(i)*GTad(t,i)**2
                        +b3(i)*GTad(t,i)**3+b4(i)*GTad(t,i)**4);
e1c..     CINT =e= sum(t,sum(i,INTf(t,i)*CuInt *conv(t)*lambd(t)));

```

```

eld..      CDEF  =e= sum(t,sum(i,DEF(t,i) *Cudef *conv(t)*lambd(t)));
ele..      CVT   =e= sum(t,sum(i,VT(t,i) *Cuvtch*conv(t)*lambd(t)));
elf(t)$(ord(t) eq card(t)).. CFUT =e= (sum(i,EARmax(t,i))-sum(i,EAR(t,i)))
                                *Cufut*conv(t)*lambd(t);
e2(t,i)..  GH(t,i)+GTad(t,i)+INTr(t,i)-INTf(t,i)+DEF(t,i)=e=DEliq(t,i)+PTr(t,i);
e2a(t,i).. PTr(t,i) =e= INTf(t,i)*ftPTr;
a3(t)..    sum(i,(INTf(t,i))) =e= sum(i,(INTr(t,i)))+ sum(i,(PTr(t,i)));
e4(tt-1,i).. EAR(tt,i) =e= EAR(tt-1,i)*EARmax(tt,i)/EARmax(tt-1,i)
                                +(ENAliq(tt,i)-PVT(tt,i)-PVQ(tt,i)-GH(tt,i)-VT(tt,i))*ajd(tt);
e4b(tt-1,i).. PVQ(tt,i) =e= c0(i)+c1(i)*100*EAR(tt-1,i)/EARmax(tt-1,i);

Model fase1 /all/;
OPTION NLP = snopt;
fase1.iterlim = 10000;
fase1.reslim = 100;
Solve fase1 using nlp minimizing co;

*calculos pos-otimizacao
EARporc.l(tt,i) = EAR.l(tt,i)/EARmax(tt,i)*100;
EARporcT.l(tt) = sum(i,EAR.l(tt,i))/sum(i,EARmax(tt,i))*100;
ExpEAR.l(tt-1,i) = (EARmax(tt,i)-EARmax(tt-1,i))*EAR.l(tt-1,i)/EARmax(tt-1,i);
INTrec.l(t,i) = INTr.l(t,i)-INTf.l(t,i);
DEFh.l(tt,i) = min(EAR.l(tt-1,i)+(ENAliq.l(tt,i)-PVT.l(tt,i)-PVQ.l(tt,i)
                    -GH.l(tt,i))*ajd.l(tt)-EARcav(tt,i)*EARmax(tt,i)
                    ,0);
VTh.l(tt,i) = max(EAR.l(tt-1,i)+(ENAliq.l(tt,i)-PVT.l(tt,i)-PVQ.l(tt,i)
                    -GH.l(tt,i))*ajd.l(tt)-EARvesp(tt,i)*EARmax(tt,i)
                    ,0);
Ct1.l(t,i) = (b1(i)*(GTad.l(t,i)+1) +b2(i)*(GTad.l(t,i)+1)**2
              +b3(i)*(GTad.l(t,i)+1)**3+b4(i)*(GTad.l(t,i)+1)**4);
Ctm.l(t,i) = (Ct1.l(t,i)-Ct.l(t,i))/conv.l(t)*ajd.l(t);

Display ajd.l, lambd.l, ExpEAR.l, ENAliq.l, PVT.l, PVQ.l,
        GH.l,PTR.l,INTf.l,INTr.l,INTrec.l,GTad.l,Ctm.l,EARporc.l,EARporcT.l,
        VT.l,VTh.l,DEF.l,DEFh.l,
        fvDE, fvEna, CGTad.l, CINT.l, CDEF.l, CVT.l, CFUT.l, CO.l;

file teste/"c:\solcp.xls"/;
put teste;
loop(i,loop(tt,put EARporc.l(tt,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put INTrec.l(t,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put GTad.l(t,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put Ctm.l(t,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put VT.l(t,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put DEF.l(t,i)));
put /;
loop(i,loop(t,put GH.l(t,i)));
put /;
loop(tt,put EARporcT.l(tt));
put CGTad.l/;
put CINT.l/;
put CDEF.l/;
put CVT.l/;
put CFUT.l/;
put CO.l/;
put fvDE/;
put fvEna/;
putclose teste;

```

Anexo B - Saída do programa em GAMS

GAMS Rev 145 x86/MS Windows
Otimizacao do SIN
C o m p i l a t i o n

01/24/07 03:08:59 Page 1

Modelo de otimização de Sistema Hidrotermico
Tese de doutorado
João E. G. Lopes - Universidade de São Paulo - 2006
início em 31/out/06 para PMO nov/06 com Dados do PMO de out/06

COMPILATION TIME = 0.010 SECONDS 3 Mb WIN222-145 Apr 21, 2006

GAMS Rev 145 x86/MS Windows
Otimizacao do SIN
Model Statistics

01/24/07 03:08:59 Page 2

SOLVE fase1 Using NLP From line 1188

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	12	SINGLE EQUATIONS	1,056
BLOCKS OF VARIABLES	22	SINGLE VARIABLES	2,760
NON ZERO ELEMENTS	5,761	NON LINEAR N-Z	2,550
DERIVATIVE POOL	308	CONSTANT POOL	22
CODE LENGTH	21,159		

GENERATION TIME = 0.070 SECONDS 4 Mb WIN222-145 Apr 21, 2006

EXECUTION TIME = 0.070 SECONDS 4 Mb WIN222-145 Apr 21, 2006

GAMS Rev 145 x86/MS Windows
Otimizacao do SIN

01/24/07 03:08:59 Page 3

Solution Report SOLVE fase1 Using NLP From line 1188

S O L V E S U M M A R Y

MODEL	fase1	OBJECTIVE	CO
TYPE	NLP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	SNOPT	FROM LINE	1188

**** SOLVER STATUS 1 NORMAL COMPLETION
**** MODEL STATUS 2 LOCALLY OPTIMAL
**** OBJECTIVE VALUE 10196.8179

RESOURCE USAGE, LIMIT	33.718	100.000
ITERATION COUNT, LIMIT	6651	10000
EVALUATION ERRORS	0	0

SNOPT-Link Apr 21, 2006 WIN.SN.SN 22.2 041.057.041.VIS SNOPT 6.2-1(1)

GAMS/SNOPT, Large Scale Nonlinear SQP Solver
S N O P T 6.2-1(1) (Jan 2003)
P. E. Gill, UC San Diego
W. Murray and M. A. Saunders, Stanford University

Work space allocated -- 4.36 Mb

EXIT - Optimal Solution found, objective: 10196.82

Major, Minor Iterations	354	6651
Funobj, Funcon calls	420	420
Superbasics	147	
Aggregations	0	
Interpreter Usage	0.24	0.7%

Work space used by solver -- 3.18 Mb

```

**** REPORT SUMMARY :      0      NONOPT
                           0 INFEASIBLE
                           0 UNBOUNDED
                           0      ERRORS

```

GAMS Rev 145 x86/MS Windows
 Otimizacao do SIN
 Executao

01/24/07 03:08:59 Page 4

---- 1207 VARIABLE ajd.L ajuste numero de dias do mes

0	1.018,	1	0.986,	2	1.018,	3	1.018,	4	0.920,	5	1.018
6	0.986,	7	1.018,	8	0.986,	9	1.018,	10	1.018,	11	0.986
12	1.018,	13	0.986,	14	1.018,	15	1.018,	16	0.953,	17	1.018
18	0.986,	19	1.018,	20	0.986,	21	1.018,	22	1.018,	23	0.986
24	1.018,	25	0.986,	26	1.018,	27	1.018,	28	0.920,	29	1.018
30	0.986,	31	1.018,	32	0.986,	33	1.018,	34	1.018,	35	0.986
36	1.018,	37	0.986,	38	1.018,	39	1.018,	40	0.920,	41	1.018
42	0.986,	43	1.018,	44	0.986,	45	1.018,	46	1.018,	47	0.986
48	1.018,	49	0.986,	50	1.018						

---- 1207 VARIABLE lambd.L indice da taxa de retorno

1	0.992,	2	0.984,	3	0.976,	4	0.969,	5	0.961,	6	0.953
7	0.946,	8	0.938,	9	0.931,	10	0.924,	11	0.916,	12	0.909
13	0.902,	14	0.895,	15	0.888,	16	0.881,	17	0.874,	18	0.867
19	0.860,	20	0.853,	21	0.846,	22	0.840,	23	0.833,	24	0.826
25	0.820,	26	0.813,	27	0.807,	28	0.801,	29	0.794,	30	0.788
31	0.782,	32	0.776,	33	0.769,	34	0.763,	35	0.757,	36	0.751
37	0.745,	38	0.739,	39	0.734,	40	0.728,	41	0.722,	42	0.716
43	0.711,	44	0.705,	45	0.699,	46	0.694,	47	0.688,	48	0.683
49	0.678,	50	0.672								

---- 1207 VARIABLE ExpEAR.L energia de ajuste da expansao de ear

	SE	S	NE	N
0		66.584	37.133	255.915
2	1012.884	39.600		
3	1006.645			
30	390.930		19.845	
31	8.347			
32	4835.380			
38	277.011			
39	0.631			
42		17.680		
43				1284.360
44				239.089

---- 1207 VARIABLE ENAliq.L ENA liquida subtraindo perdas fixas e ajuste de expansao

	SE	S	NE	N
1	32445.830	2851.600	4182.920	2411.280
2	40486.415	3743.800	8563.400	4517.845
3	47058.400	4928.800	12103.500	7936.700
4	49828.700	5685.300	12959.400	10648.100
5	45985.800	4784.500	13280.600	12422.100
6	33724.400	4423.400	10325.900	12345.000
7	24178.300	5706.400	5874.600	7942.500
8	20184.900	6840.800	3584.100	3781.900

9	16522.600	7543.300	2567.100	2175.900
10	13710.300	6871.900	1925.500	1520.000
11	13815.800	7954.700	1492.400	1169.100
12	17667.700	9067.000	1878.300	1346.100
13	22552.500	6428.100	4074.900	2238.500
14	33788.600	5179.800	8473.000	4444.200
15	46482.200	5016.000	12110.500	8097.000
16	49424.000	5753.600	12962.400	10861.400
17	45612.500	4870.900	13284.600	12670.500
18	33474.900	4460.200	10326.900	12592.500
19	24149.700	5751.700	5885.600	8100.800
20	20217.000	6894.000	3598.100	3857.400
21	16542.900	7529.900	2600.100	2218.000
22	13722.900	6781.100	1966.500	1549.500
23	13848.000	7877.200	1545.400	1190.300
24	17650.700	9130.900	1954.300	1369.000
25	21840.500	6535.200	4137.900	2277.500
26	33081.600	5260.300	8512.000	4528.200
27	46833.600	5218.500	12137.500	8255.900
28	50071.800	5986.800	12907.400	11077.200
29	46149.800	5069.900	13223.600	12924.300
30	33657.900	4644.900	10259.900	12843.500
31	24177.400	5986.600	5893.600	8262.700
32	20124.800	7175.900	3611.100	3934.700
33	17029.000	7834.100	2626.100	1932.900
34	14121.800	7053.700	2005.500	1250.900
35	14244.400	8181.000	1584.400	885.500
36	18182.400	9483.300	1991.300	1399.800
37	23221.200	6783.100	4147.900	2326.300
38	34790.900	5450.900	8515.000	4619.100
39	49042.900	5695.400	12143.500	8731.000
40	51829.000	6624.700	12981.400	11561.400
41	47889.800	5534.000	13297.600	13332.800
42	35091.100	5120.500	10328.900	12998.200
43	25069.800	6596.300	5897.600	8258.100
44	20845.100	7894.400	3613.100	3988.300
45	17072.200	8780.700	2631.100	2339.800
46	14170.000	8166.800	2005.500	1648.700
47	14249.700	9407.000	1580.400	1290.500
48	18265.900	10576.100	1986.300	1527.800
49	23758.300	7454.000	4160.900	2564.400
50	35621.000	5998.100	8533.000	4793.100

---- 1207 VARIABLE PVT.L perdas vertimento nao cheio

	SE	S	NE	N
1	2901.044	24.202	0.494	112.054
2	4439.897	66.953	191.483	287.208
3	5488.886	150.045	483.759	730.170
4	6060.513	219.627	557.136	1219.661
5	5326.149	142.305	562.708	1606.856
6	3200.799	116.427	305.027	1592.406
7	1883.057	226.604	51.513	733.308
8	1456.952	350.413	-15.536	218.771
9	1083.669	438.034	-26.539	97.933
10	823.900	349.206	-30.417	60.876
11	831.763	490.375	-31.889	44.553
12	1098.895	658.579	-30.859	51.364
13	1597.814	291.263	-2.282	100.992
14	3108.643	170.424	184.750	279.800
15	5373.028	157.301	483.759	755.601
16	5974.546	226.426	557.136	1263.460
17	5253.850	149.240	562.708	1665.302
18	3166.016	119.176	305.027	1650.381
19	1883.717	230.804	51.513	758.791
20	1465.636	356.807	-15.536	225.642

21	1090.207	436.078	-26.539	100.707
22	828.689	338.117	-30.417	62.513
23	838.380	479.446	-31.889	45.720
24	1098.895	669.230	-30.859	52.724
25	1597.814	303.325	-2.282	103.859
26	3108.643	176.301	184.750	288.865
27	5664.202	174.567	483.759	782.044
28	6300.197	249.927	557.136	1308.968
29	5538.326	165.714	562.708	1726.085
30	3332.342	132.882	305.027	1710.463
31	1978.785	254.799	51.513	785.289
32	1537.988	392.049	-15.536	232.776
33	1142.559	478.296	-26.539	103.628
34	867.379	371.681	-30.417	64.213
35	877.659	525.490	-31.889	46.897
36	1151.788	731.752	-30.859	54.141
37	1677.430	333.815	-2.282	106.877
38	3271.640	195.239	184.750	298.159
39	5913.017	220.416	483.759	861.875
40	6509.927	322.545	557.136	1412.982
41	5729.936	209.485	562.708	1826.428
42	3435.900	173.782	305.027	1748.116
43	2011.163	325.080	51.513	784.698
44	1548.703	493.353	-15.536	238.925
45	1151.090	625.089	-26.539	109.519
46	874.891	527.096	-30.417	68.638
47	881.277	724.373	-31.889	51.190
48	1160.964	936.524	-30.859	60.969
49	1741.455	419.030	-2.282	123.075
50	3449.322	248.717	184.750	342.233

---- 1207 VARIABLE PVQ.L perda por variacao da queda

(ALL 0.000)

---- 1207 VARIABLE GH.L geracao hidro

	SE	S	NE	N
1	26538.249	5094.848	7445.513	3429.000
2	25878.117	4846.493	7422.610	4464.147
3	23154.553	5509.255	6903.102	7171.110
4	25084.068	4835.058	6689.860	7209.140
5	26658.728	3882.349	7041.314	7087.000
6	26380.107	3573.342	7003.732	7087.000
7	24350.336	5285.064	6881.069	6732.560
8	26423.332	6249.700	6780.602	3382.004
9	26609.432	6163.875	6793.766	3400.607
10	27223.628	6144.587	6845.130	3336.954
11	27281.463	5985.074	7044.300	3347.325
12	27626.699	6018.169	7187.610	3526.593
13	27519.927	6177.109	7350.300	3321.177
14	26324.708	6420.344	7373.210	4164.400
15	23835.367	5670.693	7015.640	7451.110
16	24898.630	5836.834	7128.820	7234.000
17	25716.471	6051.813	7302.210	7087.000
18	25171.594	6120.802	7181.760	7087.000
19	24926.077	5896.961	7118.180	6865.377
20	27688.193	6458.359	6999.760	3280.731
21	27705.020	6498.669	6976.100	3369.025
22	28189.239	6472.736	7023.640	3444.118
23	28488.848	6028.879	7135.190	3562.504
24	28955.179	6259.450	7280.100	3432.830
25	28604.204	6462.977	7482.300	3442.539
26	27325.386	6805.005	7528.640	4239.335
27	24720.876	6325.139	7361.640	7517.000

28	25226.869	7158.619	7480.940	7234.000
29	26292.030	7178.301	7637.640	7087.000
30	26005.816	6888.565	7550.300	7087.000
31	26462.424	5731.801	7466.180	7000.780
32	28154.171	6783.851	7344.760	3937.000
33	29776.591	6891.554	5808.000	3965.000
34	30272.169	6915.198	5844.000	4017.000
35	30339.533	6784.784	5980.000	4047.000
36	30854.693	6886.310	6136.000	4037.000
37	30681.630	7082.778	7201.276	3162.993
38	29475.914	7374.184	6903.161	4320.941
39	29198.058	5144.244	6200.000	7517.000
40	30397.314	5343.572	6313.000	7234.000
41	31289.939	5568.493	6485.000	7087.000
42	31251.441	5025.742	6371.000	7087.000
43	28185.490	7372.049	6288.000	6996.770
44	30865.629	7367.322	6175.000	4070.000
45	31033.982	7296.036	6178.000	4098.000
46	31548.147	7322.692	6222.000	4153.000
47	31618.975	7188.287	6366.000	4182.000
48	31829.990	7637.477	6536.000	4175.000
49	26696.962	11599.000	6705.000	5636.228
50	32171.678	5990.037	8348.250	4450.867

---- 1207 VARIABLE PTr.L perdas transmissao

	S	NE	N
1		45.300	
2		45.210	30.354
3		44.640	112.110
4		36.713	112.140
5		44.130	108.000
6		45.870	107.476
7		44.640	95.638
8		44.760	
9		44.640	
10		44.130	
11		45.300	
12		44.610	
13		45.300	
14		45.210	20.254
15		44.640	112.110
16		44.820	104.505
17		45.210	99.670
18		44.760	99.029
19		45.180	91.030
20		44.760	
21		44.100	
22		44.640	
23		44.190	
24		44.100	
25		45.300	
26		44.640	13.932
27		44.640	109.311
28		44.940	99.757
29		44.640	94.835
30		45.300	94.165
31		45.180	90.081
32		44.760	
37		26.134	
38		15.471	11.358
39			105.583
40			95.971
41			91.049
42			90.350
43			86.090

48	10.038		
49	119.562		43.492
50		44.640	11.268

---- 1207 VARIABLE INTf.L intercambio fornecido em 2 arcos

	S	NE	N
1	1510.000		
2	1507.000		1011.793
3	1488.000		3737.000
4	1223.762		3738.000
5	1471.000		3600.000
6	1529.000		3582.524
7	1488.000		3187.923
8	1492.000		
9	1488.000		
10	1471.000		
11	1510.000		
12	1487.000		
13	1510.000		
14	1507.000		675.146
15	1488.000		3737.000
16	1494.000		3483.495
17	1507.000		3322.330
18	1492.000		3300.971
19	1506.000		3034.347
20	1492.000		
21	1470.000		
22	1488.000		
23	1473.000		
24	1470.000		
25	1510.000		
26	1488.000		464.403
27	1488.000		3643.689
28	1498.000		3325.243
29	1488.000		3161.165
30	1510.000		3138.835
31	1506.000		3002.699
32	1492.000		
37	871.141		
38	515.690		378.584
39			3519.417
40			3199.029
41			3034.951
42			3011.650
43			2869.680
48	334.584		
49	3985.393		1449.736
50		1488.000	375.599

---- 1207 VARIABLE INTr.L intercambio recebido em 2 arcos

	SE	S	N
1	166.497	1298.203	
2	683.788	1759.442	
3	3922.773	1145.477	
4	2826.802	1986.106	
5	1828.179	3090.691	
6	1806.694	3151.485	
7	3300.144	1235.501	
8	1150.666	204.578	91.996
9	1102.903	243.064	97.393
10	928.862	288.961	209.046
11	924.007	316.017	224.675

12	1054.566	350.417	37.407
13	959.942	288.935	215.823
14	1819.580	297.101	
15	3888.155	1180.095	
16	3654.945	1173.225	
17	3544.947	1139.503	
18	3882.485	766.696	
19	3635.466	768.671	
20	833.617	127.354	486.269
21	982.864	17.061	425.975
22	975.518	67.960	399.882
23	733.580	385.733	309.496
24	743.723	251.007	431.170
25	833.967	238.272	392.461
26	1713.846	179.984	
27	4117.216	860.523	
28	4484.868	193.678	
29	4147.145	362.545	
30	4172.585	336.785	
31	3108.501	1264.937	
32	1314.856	132.384	
37			845.007
38	867.446		
39	1006.535	2407.299	
40	720.766	2382.292	
41	589.350	2354.553	
42	351.845	2569.456	
43	2783.589		
48	324.547		
49	5272.075		
50		1807.691	

----- 1207 VARIABLE INTrec.L intercambio recibido

	SE	S	NE	N
1	166.497	1298.203	-1510.000	
2	683.788	1759.442	-1507.000	-1011.793
3	3922.773	1145.477	-1488.000	-3737.000
4	2826.802	1986.106	-1223.762	-3738.000
5	1828.179	3090.691	-1471.000	-3600.000
6	1806.694	3151.485	-1529.000	-3582.524
7	3300.144	1235.501	-1488.000	-3187.923
8	1150.666	204.578	-1492.000	91.996
9	1102.903	243.064	-1488.000	97.393
10	928.862	288.961	-1471.000	209.046
11	924.007	316.017	-1510.000	224.675
12	1054.566	350.417	-1487.000	37.407
13	959.942	288.935	-1510.000	215.823
14	1819.580	297.101	-1507.000	-675.146
15	3888.155	1180.095	-1488.000	-3737.000
16	3654.945	1173.225	-1494.000	-3483.495
17	3544.947	1139.503	-1507.000	-3322.330
18	3882.485	766.696	-1492.000	-3300.971
19	3635.466	768.671	-1506.000	-3034.347
20	833.617	127.354	-1492.000	486.269
21	982.864	17.061	-1470.000	425.975
22	975.518	67.960	-1488.000	399.882
23	733.580	385.733	-1473.000	309.496
24	743.723	251.007	-1470.000	431.170
25	833.967	238.272	-1510.000	392.461
26	1713.846	179.984	-1488.000	-464.403
27	4117.216	860.523	-1488.000	-3643.689
28	4484.868	193.678	-1498.000	-3325.243
29	4147.145	362.545	-1488.000	-3161.165
30	4172.585	336.785	-1510.000	-3138.835
31	3108.501	1264.937	-1506.000	-3002.699

32	1314.856	132.384	-1492.000	
37			-871.141	845.007
38	867.446		-515.690	-378.584
39	1006.535	2407.299		-3519.417
40	720.766	2382.292		-3199.029
41	589.350	2354.553		-3034.951
42	351.845	2569.456		-3011.650
43	2783.589			-2869.680
48	324.547	-334.584		
49	5272.075	-3985.393		-1449.736
50		1807.691	-1488.000	-375.599

---- 1207 VARIABLE GTad.L geracao termo adicional

	SE	S	NE
1	1596.254	446.949	1041.787
2	1618.095	453.065	1057.600
3	1611.674	451.268	1073.538
4	1610.129	450.835	1089.614
5	1632.093	456.959	1105.816
6	1654.200	463.173	1122.138
7	1676.520	469.434	1138.571
8	1699.002	475.722	1155.158
9	1721.665	482.061	1171.874
10	1744.509	488.451	1180.000
11	1767.530	494.908	1180.000
12	1790.735	501.415	1180.000
13	1814.131	507.955	1180.000
14	1837.711	514.555	1180.000
15	1861.478	521.212	1180.000
16	1885.425	527.940	1180.000
17	1909.582	534.684	1180.000
18	1933.921	541.502	1180.000
19	1958.457	548.368	1180.000
20	1983.189	555.288	1180.000
21	2008.116	562.270	1180.000
22	2033.243	569.304	1180.000
23	2058.572	576.387	1180.000
24	2084.098	583.542	1180.000
25	2109.829	590.751	1180.000
26	2135.767	598.011	1180.000
27	2161.908	605.338	1180.000
28	2188.263	612.703	1180.000
29	2214.824	620.154	1180.000
30	2241.599	627.650	1180.000
31	2258.075	632.262	1180.000
32	2284.972	639.765	1180.000
33	2170.409	602.446	1180.000
34	2196.831	609.802	1180.000
35	2223.467	617.216	1180.000
36	2250.307	624.690	1180.000
37	2277.370	632.222	1180.000
38	2304.640	639.816	1180.000
39	2312.407	647.457	1180.000
40	2339.920	655.136	1180.000
41	2367.711	662.954	1180.000
42	2395.714	670.802	1180.000
43	2423.920	662.951	1180.000
44	2452.371	593.678	1180.000
45	2481.018	600.964	1180.000
46	2509.853	608.308	1180.000
47	2539.025	615.713	1180.000
48	2568.463	623.145	1180.000
49	2597.963	630.955	1180.000
50	2063.322	638.272	1144.390

---- 1207 VARIABLE Ctm.L custo termo marginal

	SE	S	NE
1	105.009	105.058	92.317
2	105.846	105.895	93.053
3	105.600	105.649	93.795
4	105.541	105.590	94.543
5	106.383	106.429	95.298
6	107.230	107.279	96.058
7	108.086	108.136	96.822
8	108.947	108.997	97.594
9	109.816	109.865	98.372
10	110.692	110.740	98.750
11	111.574	111.623	98.750
12	112.463	112.514	98.750
13	113.360	113.409	98.750
14	114.264	114.313	98.750
15	115.175	115.224	98.750
16	116.093	116.145	98.750
17	117.019	117.069	98.750
18	117.952	118.002	98.750
19	118.892	118.942	98.750
20	119.840	119.889	98.750
21	120.796	120.845	98.750
22	121.759	121.808	98.750
23	122.730	122.777	98.750
24	123.708	123.757	98.750
25	124.694	124.743	98.750
26	125.689	125.737	98.750
27	126.691	126.740	98.750
28	127.701	127.749	98.750
29	128.719	128.769	98.750
30	129.745	129.795	98.750
31	130.377	130.426	98.750
32	131.408	131.453	98.750
33	127.016	126.344	98.750
34	128.029	127.351	98.750
35	129.050	128.366	98.750
36	130.079	129.389	98.750
37	131.116	130.421	98.750
38	132.161	131.460	98.750
39	132.459	132.506	98.750
40	133.514	133.557	98.750
41	134.579	134.628	98.750
42	135.652	135.702	98.750
43	136.733	134.627	98.750
44	137.824	125.144	98.750
45	138.922	126.142	98.750
46	140.027	127.147	98.750
47	141.145	128.161	98.750
48	142.274	129.178	98.750
49	143.405	130.247	98.750
50	122.912	131.249	97.093

---- 1207 VARIABLE EARporc.L EAR porcentagem

	SE	S	NE	N
0	45.500	40.600	52.300	36.300
1	47.090	28.467	46.087	27.813
2	52.645	22.000	47.955	26.000
3	62.602	18.000	57.235	26.275
4	71.651	21.119	67.387	41.836
5	79.157	25.280	78.556	70.777
6	81.307	29.167	84.301	88.700

7	80.205	30.233	82.219	92.400
8	76.212	31.509	76.162	93.761
9	70.223	36.664	67.898	83.493
10	62.536	38.734	58.278	68.916
11	55.118	46.573	47.768	52.218
12	49.189	59.661	37.382	34.892
13	45.783	59.448	31.149	26.000
14	48.118	51.722	32.950	26.000
15	57.379	47.275	42.023	25.148
16	66.684	45.689	51.735	42.315
17	74.534	38.406	62.398	72.731
18	77.200	28.974	67.806	88.700
19	75.774	26.915	65.280	92.400
20	71.137	27.333	58.832	95.037
21	64.567	30.592	50.274	85.320
22	56.367	30.429	40.384	70.127
23	48.335	37.683	29.801	51.963
24	41.685	49.741	19.383	35.532
25	37.347	48.517	13.019	26.000
26	38.766	39.093	14.590	26.000
27	47.585	32.078	23.035	25.665
28	56.566	25.046	31.689	43.434
29	64.243	12.593	41.572	75.349
30	66.485		46.151	88.700
31	64.206		42.958	92.400
32	59.257		35.884	90.634
33	52.138	2.542	29.681	74.055
34	43.416	1.265	22.195	52.084
35	34.998	5.879	13.892	27.981
36	27.913	16.093	5.805	7.088
37	23.380	12.736		
38	24.428	1.135	2.806	
39	31.528	2.947	13.539	2.733
40	38.396	7.687	24.391	23.168
41	43.935	6.352	36.678	57.475
42	44.134	5.933	43.628	88.700
43	41.522		42.759	92.400
44	35.816	0.176	37.914	90.222
45	28.115	4.808	30.993	77.347
46	18.813	6.517	22.764	59.611
47	9.812	14.311	13.720	39.981
48	2.308	25.101	4.836	21.313
49		1.297		

---- 1207 VARIABLE EARporcT.L EAR total porcentagem

0	46.050,	1	44.688,	2	48.356,	3	56.775,	4	65.976,	5	74.976
6	78.682,	7	77.772,	8	74.004,	9	68.137,	10	60.417,	11	53.006
12	46.980,	13	42.993,	14	44.430,	15	52.238,	16	61.256,	17	69.693
18	72.693,	19	71.261,	20	66.974,	21	60.546,	22	52.237,	23	44.276
24	37.716,	25	32.957,	26	33.599,	27	40.831,	28	49.082,	29	56.971
30	59.179,	31	57.182,	32	52.320,	33	45.767,	34	37.146,	35	28.879
36	22.108,	37	17.301,	38	17.789,	39	25.030,	40	33.115,	41	40.769
42	43.598,	43	41.335,	44	36.604,	45	29.643,	46	20.828,	47	12.382
48	5.261,	49	0.086								

---- 1207 VARIABLE VT.L vertimento cheio var.dec

N

6	1279.853
18	1729.492
30	2268.787
42	6.601

---- 1207 VARIABLE VTh.L vertimento cheio calc

N

6 1261.457
 7 1.81899E-12
 18 1704.633
 30 2236.176
 42 6.507
 43 3.63798E-12

---- 1207 VARIABLE DEF.L deficit energia

(ALL 0.000)

---- 1207 VARIABLE DEFh.L deficit hidro calc

SE S N

1 -18.090
 2 -1.3642E-12
 3 -39.600
 26 -9.0949E-13
 30 -9.0949E-13
 37 -3.4106E-13
 43 -17.680
 49 -6.3665E-12

----	1207	PARAMETER fvDE	=	1.000	fator de variacao da
					Demanda para teste
		PARAMETER fvEna	=	1.000	fator de variacao da
					ENA para teste
		VARIABLE CGTad.L	=	8997.454	custo termo
		VARIABLE CINT.L	=	387.224	custo intercambio
		VARIABLE CDEF.L	=	0.000	custo deficit
		VARIABLE CVT.L	=	812.140	custo vertimento chei
					o
		VARIABLE CFUT.L	=	0.000	custo futuro
		VARIABLE CO.L	=	10196.818	custo de operacao

**** REPORT FILE SUMMARY

teste c:\solcp.xls

EXECUTION TIME = 0.040 SECONDS 3 Mb WIN222-145 Apr 21, 2006

USER: Mario Thadeu Leme de Barros G061030:1520AP-WIN
 University of Sao Paulo, Engenharia Hidraulica e Sanitaria DC6149
 License for teaching and research at degree granting institutions

**** FILE SUMMARY

Input C:\WINDOWS\gamsdir\SolverSINV20_ft1.gms
 Output C:\WINDOWS\gamsdir\SolverSINV20_ft1.lst

Referências Bibliográficas

Arvanitidis N.V. et Rosing J., Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 2, pp 319, Feb. 1970.

Azevedo Filho, J.M., Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, COPPE/UFRJ, Março, 2000.

Barros, M.T.L., Tsai, F., Lopes, J.E., and Yeh W., Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations, J. Water Resources Plan. Man., 129(3), 178-188., 2003.

Bouchart, F., and Hampartzoumian, E., Use of genetic algorithms within reinforcement learning model for multiple reservoir operation, Water Industry Systems : Modelling and optimization applications, D.Savic and G.Walters, eds. Resarch Studies Press Ltda., Baldock, Hertfordshire, England, 1999.

Braga, B.P.F., Yeh, W., Barros, M.T.L., Stochastic Optimization of Multiple Reservoir System Operation, J.Water Res. Plann. Manag., 117(4), 471-481, 1991.

Brandão, J.L.B., Modelo para Operação de Sistemas de Reservatórios com Usos Múltiplos, Tese de Doutorado, EPUSP-PHD, São Paulo, 2004.

Castro, J., González, J.A., A non linear optimization package for long-term hydrothermal coordination, European Journal of Operational Research, 154 (2004), 641-658, 2004.

CEPEL, Modelo a Sistema Equivalente, Descrição Geral, RT 1705/80, Fev 1980.

Cicogna, M.A., Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, FEEC, Unicamp, 2003.

Crawley, P., and Dandy, G., Optimal Operation of Multiple Reservoir System, J. Water Res. Plan. And Mang., 119(1) 1-17, 1993.

Escudero, L.F., Garcia, C., Fuente, J.L. and Prieto, F.J., Hydropower Generation Management under Uncertainty via Scenario Analysis and Parallel Computation, IEEE, Vol.11, N.2, May, 1996.

Ford, L., Fulkerson, D., Flows in Networks, Princeton Univ. Press, Princeton, N.J., 1962.

Fredericks, J., Labadie, J., and Altenhofen, J., Decision Support System for Conjunctive Stream-Aquifer Management, *J. Water Res. Plan. And Mana.*, 124(2), 69-78, 1998.

Ilich, N., The benefits of replacing LP solvers in basin allocation models with a generalized nonlinear evolutionary network flow solver, *Proc. World Water and Environ. Resources Congress*, D.Phelps and G. Shelke, eds., ASCE, Reston, Va., 2001.

Jacobs, J., Freeman, G., Grygier, J., Morton, D., Schultz, G. Staschus, K., Stedinger, J., SOCRATES : A System for Scheduling Hydroelectric Generation Under Uncertainty, *Annals of Operations Research* 59, 99-133, 1995.

Kazay, Heloisa Firmo, Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéticos, COPPE/UFRJ, Março, 2001

Kelman, Rafael, Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico, COPPE/UFRJ, Julho, 1999.

Labadie, J. and Baldo, M., Discussion of Priority preserving unit penalties in networkflow modeling, by M. Israel and J. Lund, *J. Water Res. Plan. Mang.*, 127(1), 67-68, 2001.

Labadie, J., Baldo, M. and Larson, R., MODSIM: Decision Support System for River Basin Management, Documentation and User Manual, Dept. of Civil Eng., Colorado State Univ., Ft. Collins, Colo., 2000.

Labadie, J., Generalized dynamic programming package: CSUDP, Documentation and User Manual, Dep.. of Civil Eng., Colorado State Univ., Ft. Collins, Colo., 1999.

Labadie, J., Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review, *J. of Water Res. Plan. And Mangt.*, Vol. 130, n.2, March, 2004.

Leite, P.T., Aplicação de Técnicas de IA no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos, EESC-EE, São Carlos, 2003.

Lopes. J.E.G., Otimização de Sistemas Hidroenergéticos, Dissertação de Mestrado, EPUSP-PHD, 2001.

Luenberger, D.G., Linear and Nonlinear Programming, Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, 1984.

Lund, J., and Ferreira, I., Operating rule optimization for Missouri River reservoir system, *J. Water Res. Plan. Magt.*, 122(4), 287-295, 1996.

Marcato, A.L.M., Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte, PUC Rio de Janeiro, DEE, Maio, 2002.

Martinez, L., Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos, Tese de Doutorado, FEEC-UNICAMP, Campinas, 2001.

Medina, J., Quintana, V.H., Conejo, A.J. and Thoden, F.P., A Comparison of Interior-Point Codes for Medium-Term Hydro-Thermal Coordination, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, N.3, August, 1998.

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.

Munevar, A., Chung, F, Modeling California's water resource systems with CALSIM, Proc. 26th Annual Water Resources Planning and Management Conf., E. Wilson, ed. ASCE, Tempe, AZ., 1999.

Murtagh, B., Saunders, M., MINOS 5.1. user's guide. Technical Report n.50 L 83-20R, Dept. of Operations Research, Stanford Univ., Calif., 1987.

Nazareno, J.S., Um Algoritmo de Otimização Determinístico para o Estudo e Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, Dissertação de Mestrado, EESC, São Carlos, 2005.

Oliveira, G.G. e Soares, S., A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling, IEEE Transactions on Power Systems, 10(3): 1635-1641, 1990.

Oliveira, R., and Loucks, D., Operating rules for multi reservoir systems, Water Resources Research, 33(4), 839-852, 1997.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, <http://www.ons.org.br>, 2006.

Pereira Junior, A.O., Operação Independente por Subsistemas: Comportamento Estratégico para a Geração no Sistema Elétrico Brasileiro, COPPE/UFRJ, Agosto, 2005.

Pereira, M.V.F., Campodónico, N. and Kelman, R., Long-Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models, Power Systems Research Inc., EPSOM 98, Zurich, September 23-25, 1998

Pereira, M.V.F., Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview, IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.

Pereira, M.V.F., Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems, Electrical Power & Energy Systems, Vol.11, n.3, 161-169, july, 1989.

Pereira, M.V.F., Pinto, LMVG, Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach, Water Resources Research, Vol. 21, n.6, 779-792, June, 1985.

Sacchi, R., Regras de Operação para Sistemas Hidroelétricos com Previsão por Redes Neurais, Dissertação de Mestrado, EESC-EE, Planejamento Econômico, São Carlos, 2004.

Sherkat, V., Campoo, R., Moslehi, K., and Lo, E., Stochastic long-term hydro-thermal optimization for multireservoir systems, IEEE Trans. Power Appar. Syst., PAS-104(8), 2040-2050, 1985.

Sun, Y-H, Yeh, W., Hsu, N_S, and Louie, P., Generalized network algorithm for water-supply-system optimization, J. Water Res. Plan. Magt., 121(5), 392-398, 1995.

Tejada-Guibert, J., Johnson, S., Stedinger, J., The value of hydrologic information in stochastic dynamic programming models of multireservoir system, Water Res. Research, 31(10), 2571-2579, 1995.

Terlaky, T., ed., Interior point methods of mathematical programming, Kluwe Academic, Dordrecht, The Netherlands, 1996.

Vinhal, C.D.N., Sistema de Apoio à Decisão para Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, FEEC-UNICAMP, Campinas, 1998.

Wurbs, R., Reservoir-system simulation and optimization models, J. Water Res. Plan. Magt., 119(4), 455-472, 1993.

Yao, J., B. Willems, S. S. Oren and I. Adler. Cournot Equilibrium in Price-capped Two-Settlement Electricity Markets. Proceeding of the 38th Hawaii International Conference on Systems Sciences (HICSS 38). Big Island, HI, 2005.

Yeh, W., Reservoir management and operations models: A State of Art Review, Water Resources Research, 21(2), 1797-1818, 1985.

Zagona, E., FPLP, T., Goranflo, H.M. and Shane, R., RiverWare: A general river and reservoir modeling environment, Proc. First Federal Interagency Hydrologic Model. Conf., Las Vegas, 113-120, 1998.