

# Sistema de Suporte à Decisão para o Despacho Ótimo de Unidades Geradoras das Usinas da CESP

S. Soares, I.G. Hidalgo, M. Kadowaki, A. E. Toscano, T. Ohishi, FEEC/UNICAMP;  
J. P. F. Estrócio, CESP; J.E.G.Lopes, FEEC/UNICAMP; I. Luna, R. Ballini, IE/UNICAMP

**Resumo** –Este projeto desenvolveu um sistema de suporte à decisão para o despacho ótimo de unidades geradoras da CESP. O objetivo deste sistema é apoiar o processo de elaboração de um programa de operação de usinas hidrelétricas. O sistema é composto de um módulo para análise e validação de dados operativos, um módulo de previsão de vazões, um módulo de cálculo da programação da operação e um simulador de operação hidráulica de usinas hidrelétricas. Todos estes módulos estão integrados em um ambiente computacional amigável, no qual os dados são armazenados em bancos de dados, e as seleções e configurações de modelos, bem como as apresentações dos resultados são efetuadas através de um sistema de interfaces gráficas. Um estudo de programação da operação aplicada ao sistema hidrelétrico da CESP é apresentado.

**Palavras-chave** — Sistema de suporte à decisão, Despacho ótimo, Otimização matemática, Qualidade de Dados, Modelos de previsão de vazões.

## I. INTRODUÇÃO

O objetivo geral deste projeto foi o desenvolvimento de um sistema computacional de apoio à decisão para o despacho ótimo de unidades geradoras das usinas hidrelétricas da CESP. A programação da operação deve levar em conta a representação mais detalhada possível da operação, dado que será uma referência operativa para a operação em tempo

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

Este Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi apoiado pela Companhia Energética de São Paulo (CESP).

S. Soares é professor titular da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [dino@cose.fee.unicamp.br](mailto:dino@cose.fee.unicamp.br)).

I.G. Hidalgo é pesquisadora doutora na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [ieda-hidalgo@gmail.com](mailto:ieda-hidalgo@gmail.com)).

A.E. Toscano é doutorando na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [atoscano@cose.fee.unicamp.br](mailto:atoscano@cose.fee.unicamp.br)).

M.Kadowaki é doutorando na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [makoto@cose.fee.unicamp.br](mailto:makoto@cose.fee.unicamp.br)).

R. Ballini é professora doutora no Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [ballini@eco.unicamp.br](mailto:ballini@eco.unicamp.br)).

I. R. L. Huamani é professora doutora no Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [iluna@cose.fee.unicamp.br](mailto:iluna@cose.fee.unicamp.br)).

T. Ohishi é professor doutor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [taka@densis.fee.unicamp.br](mailto:taka@densis.fee.unicamp.br)).

J.E.G. Lopes é pesquisador doutor, atualmente é pesquisador colaborador na Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Campinas (e-mail: [jelopes1@gmail.com](mailto:jelopes1@gmail.com)).

J. P. Estrócio é especialista em gestão da produção de energia hidrelétrica da CESP e mestrando em planejamento energético pela Unicamp (e-mail: [joao.estrocio@cesp.com.br](mailto:joao.estrocio@cesp.com.br)).

real do sistema. Este despacho contemplou um horizonte de curto prazo, usualmente de um dia a uma semana à frente, discretizado em intervalos horários. O despacho ótimo é determinado através de modelos de otimização, porém, para o seu cálculo é necessário, além do modelo matemático que represente de forma detalhada o sistema hidrelétrico (considerando as restrições do sistema gerador como as de atendimento da demanda de carga, as restrições de rampa de tomada de carga das usinas e de reserva girante do sistema; as restrições de metas de geração das usinas hidrelétricas, fundamental para sistemas predominantemente hidrelétricos como o SIN (Sistema Interligado Nacional); e outras restrições associados aos limites de armazenamento dos reservatórios e ao uso múltiplo da água), um conjunto de dados representativos do sistema de usinas e das condições que se espera para este período de planejamento. A qualidade da programação obtida depende da precisão com que o modelo representa a operação do sistema e da qualidade dos dados utilizados. O projeto desenvolvido enfocou tanto o aspecto de desenvolvimento de modelos adequados ao problema de programação da operação, como também enfocou o desenvolvimento de um sistema de análise e validação de dados operativos. Finalmente, no caso brasileiro a programação é realizada todo o dia, quando é determinada a operação do sistema para o próximo dia. Esse processo deve ser efetuado em poucas horas, e por isso é importante um sistema computacional que facilite este processo.

O projeto foi composto de várias atividades. Mais especificamente, as seguintes metas foram executadas:

1-Elaborar um estudo de levantamento, consolidação e validação dos dados físicos das usinas da CESP;

2-Desenvolver um modelo de previsão de vazões incrementais em base horária baseado na integração de um modelo físico chuva-vazão e modelos baseados em redes neurais;

3- Desenvolver um modelo para a obtenção de um critério de desempenho que expresse adequadamente a produtividade das usinas hidrelétricas em função do despacho ótimo de unidades geradoras diferentes;

4- Desenvolver um modelo de otimização para o despacho de unidades geradoras que estabeleça o compromisso ótimo entre a produtividade das usinas e o custo de partida e parada das unidades geradoras;

5- Desenvolver um modelo de simulação hidráulica em base horária;

6- Desenvolver um sistema computacional que integre os diferentes modelos de previsão, otimização e simulação através de uma base de dados comum e um sistema de interfaces gráficas amigáveis.

O despacho ótimo de unidades geradoras de usinas hidrelétricas é tema de grande interesse para as empresas detentoras de usinas hidrelétricas (UHE), como a CESP, pois permite a realização da programação de operação em base horária

ria satisfazendo as metas de geração estabelecidas pelo Programa Mensal de Operação do ONS com a mínima utilização do estoque de água disponível nos reservatórios. A otimização da operação das usinas hidrelétricas visa não somente economizar água, mas também diminuir o custo de manutenção das máquinas através de sua operação próximo ao ponto de máximo rendimento. Assim, um estudo de programação para o sistema composto pelas usinas hidrelétricas da CESP é apresentado de forma detalhada neste artigo.

#### A. O sistema de suporte

A atividade de análise e validação de dados do sistema de usinas da CESP tem como objetivo principal assegurar que os dados utilizados sejam representativos do sistema. Dispor de dados de qualidade é o primeiro requisito para se obter uma solução de qualidade. Os modelos de previsão de vazões, por sua vez, são necessários, pois uma boa estimativa da vazão futura possibilitará uma programação da operação mais realista em termos de sua disponibilidade de recursos energéticos neste período. Já os modelos de programação da operação são as ferramentas para o cálculo do despacho das unidades. As atividades acima referidas foram efetuadas através de um conjunto de ferramentas, a seguir brevemente descritas.

#### B. Modelos e ferramentas computacionais

Os modelos e ferramentas computacionais envolvidos na programação da operação voltados para a criação do sistema de apoio à decisão para o despacho ótimo de unidades geradoras das UHE da CESP são os seguintes:

**HYDROPREV:** modelo de previsão de vazões incrementais em base horária baseado na integração de um modelo físico chuva-vazão e em modelos baseados em redes neurais;

**CURVAS DE PERDAS:** modelo para o cálculo das funções de perdas para as unidades geradoras. O cálculo das perdas é baseado no despacho ótimo das unidades geradoras;

**DESPACHO ÓTIMO:** modelo que determina a distribuição ótima de geração entre um conjunto de unidades geradoras em operação;

**HYDRODESP:** modelo de otimização do despacho de geração e de máquinas sincronizadas em usinas hidrelétricas tendo como objetivo a minimização das perdas de geração nas usinas hidrelétricas e do custo de partida/parada das unidades geradoras.

**HYDROSIM CP:** modelo de simulação hidráulica em base horária de curto prazo. A modelagem adotada no simulador representa de forma individualizada os conjuntos turbinas/geradores a serem simulados, bem como uma coleção de restrições reais representando as condições operativas das usinas hidrelétricas em horizonte de curto prazo (por exemplo: tempo de viagem da água, operação de comportas, capacidade de vertimento e restrições de rampa);

**HYDRODATA:** ferramenta amigável de armazenamento e gerenciamento de dados cadastrais das UHE. Todos os dados cadastrais, físicos e operativos estão centralizados nesta ferramenta, que serve de base para a execução dos modelos computacionais;

**HYDROCONSULTA:** ferramenta inteligente de pesquisa e análise de dados. Esta ferramenta provê formas amigáveis de visualização e análise dos dados possibilitando a fácil verificação de inconcistências e a consolidação dos dados que serão utilizados pelos modelos computacionais;

**HYDROCOMP:** ferramenta de comparação de bases de dados. Esta ferramenta aproveita a arquitetura de armazenamento do HYDRODATA, a qual possibilita que diferentes bases de dados sejam utilizadas para a geração de resultados em estudos no HYDROLAB, permitindo verificar diferenças em dados cadastrais, físicos ou operativos entre duas bases de dados.

A designação HYDROLAB determina um ambiente de execução de estudos para os modelos envolvidos neste projeto, provendo interfaces gráficas amigáveis e potentes na apresentação de dados e resultados. O HYDROLAB dispõe de recursos que possibilitam fácil interação na geração, execução e gerenciamento dos estudos, possibilitando ao tomador de decisões um rápido e fácil acesso aos modelos computacionais, bem como aos dados e resultados obtidos.

A seguir cada uma das metas do projeto serão descritos. A Seção II apresenta a metodologia para a análise e validação dos dados físicos das usinas; a Seção III apresenta as metodologias de previsão de vazões; a Seção IV apresenta uma metodologia para o cálculo das funções de perdas. Nesta mesma seção é apresentado um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras diferentes, o qual é utilizado para o cálculo das funções de perdas; a Seção V apresenta o problema do Despacho Ótimo das Unidades Geradoras da CESP, assim como, os modelos de programação da operação (HYDRODESP) e de simulação (HYDROSIM CP); a seção VI apresenta um estudo de caso da programação da operação para as usinas hidrelétricas do sistema da CESP; a Seção VII apresenta o sistema HYDROLAB e na Seção VIII apresentamos as conclusões do projeto.

## II. CONSOLIDAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS DADOS FÍSICOS DAS USINAS

Os dados físicos, cadastrais e de pós-operação das UHEs foram levantados junto às áreas de planejamento, operação, engenharia e manutenção da CESP e após uma primeira avaliação de consistência interna, foram armazenados em banco de dados e gerenciados por um aplicativo para permitir a visualização e manipulação desses dados. A consolidação dos dados físicos utilizou aferições com dados históricos e leituras obtidas das usinas.

Um sistema inteligente de consulta a essa base foi desenvolvido para a identificação de inconsistências, tanto nos dados cadastrais quanto nos dados de pós-operação.

Na consolidação e validação dos dados são utilizadas ferramentas que permitem analisar os dados cadastrais de forma fácil, flexível e amigável. São elas: o HYDRODATA (Aplicativo para Gerenciamento dos Dados), e o HYDROCONSULTA (Sistema Inteligente de Busca). Também são utilizadas simulações de curto prazo no processo de verificação e consolidação dos dados físicos. As simulações possibilitam a verificação do desempenho dos modelos, e também permitem identificar inconsistência dos dados.

Os dados cadastrais e de pós-operação das usinas hidrelétricas da CESP necessários à execução dos sistemas estão armazenados num Banco de Dados Relacional<sup>1</sup>.

A fase de construção dos sistemas de gerenciamento e análise dos dados foi dividida em três etapas. Na primeira etapa, foi projetado e implementado o modelo relacional que armazena os dados necessários aos modelos computacionais envolvidos. Na segunda, foram construídas as interfaces que têm como objetivo apresentar, ao usuário, os dados de maneira organizada e amigável. Por fim, na terceira etapa, foi realizada a implementação efetiva dos programas HYDRODATA e HYDROCONSULTA.

#### A. Hydrodata

O HYDRODATA é o aplicativo utilizado para visualização, organização, padronização e gerenciamento dos dados cadastrais e de pós-operação das usinas hidrelétricas da CESP.

Para o projeto do modelo relacional do HYDRODATA, foram pesquisados os dados necessários, sob a perspectiva dos requisitos encontrados no Planejamento Energético de Sistemas. São considerados dados tais como: Dados gerais da identificação de uma usina hidrelétrica; Descrição física do reservatório; Descrição física do vertedouro; Dados referentes à casa de máquinas; Descrição física do canal de fuga; Histórico de vazões naturais.

Cada uma das categorias acima engloba um conjunto significativo de informações. Como resultado final, deparou-se com um problema onde a quantidade e complexidade dos dados são imperativos. Quanto à quantidade, basta considerar que cada uma das categorias acima agrega um conjunto superior a uma dezena de características. Quanto à complexidade, os dados apresentam-se de forma correlacionada. Por exemplo, em uma usina hidrelétrica, a cota do nível máximo que o reservatório pode ser operado define também o volume máximo que pode ser armazenado neste reservatório. Tal par ordenado – volume x nível d'água – deve ser contemplado pela função que descreve o nível d'água em função do volume armazenado.

#### B. HydroConsulta

Com o objetivo de fazer uma varredura detalhada nas informações de todas as usinas hidrelétricas de uma única vez, criou-se o HydroConsulta. O HydroConsulta é um módulo do sistema HydroLab que permite construir, armazenar e gerenciar consultas avançadas aos dados das usinas hidrelétricas brasileiras.

O aprimoramento do HYDRODATA e a implementação do HYDROCONSULTA segundo os projetos de modelo relacional e interface possibilitou o início da fase de análise de dados das usinas da CESP. Numa etapa inicial, denominada análise básica, foram realizadas as seguintes ações: análise de consistência entre os próprios dados da base CESP; comparação dos dados cadastrais CESP x UNICAMP; consolidação dos dados da CESP com seus

próprios limites; consolidação dos dados da CESP com a realidade física.

Numa segunda etapa, denominada análise avançada baseada no histórico de dados da usina, foram analisados: a curva do canal de fuga; as curvas do reservatório; o engolimento máximo e potência máxima em função da queda bruta; as funções de rendimento das turbinas, geradores e circuito hidráulico[3].

### III. PREVISÃO DE VAZÕES AFLUENTES

A previsão da vazão média mensal afluyente a uma dada usina hidrelétrica através de modelos de previsão é uma área com várias abordagens, tanto baseada em modelos estatísticos como também baseado em redes neurais artificiais. Já para a previsão da vazão média horária para os próximos dias há pouco desenvolvimento, pois as abordagens tradicionais utilizadas para a previsão da vazão mensal não apresentam bons resultados na previsão da vazão horária.

A metodologia preconizada neste projeto baseia-se na utilização de preditores de diferentes naturezas. Assim, para o desenvolvimento deste projeto utilizou-se de dois preditores individuais:

1. Um modelo baseado em regras nebulosas com aprendizado adaptativo, o qual constitui uma versão modificada do modelo proposto em [5], que neste trabalho é chamado de AdaFIS;
2. O modelo determinístico de transformação chuva-vazão SMAP [4].
3. Alternativamente, a combinação de ambos os modelos é avaliada.

Devido ao grande tamanho das bacias incrementais optou-se por previsão das vazões médias diárias que posteriormente podem ser desagregadas em horários por um processo de médias móveis que preserva o volume dos hidrogramas

#### A. O Modelo SMAP

O modelo SMAP (Soil Moisture Accounting Procedure) é um modelo determinístico de simulação hidrológica do tipo transformação chuva-vazão[4].

O desenvolvimento do modelo baseou-se na experiência com a aplicação do modelo *Stanford Watershed IV* e modelo Mero em trabalhos realizados no DAEE- Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo. Foi originalmente desenvolvido para intervalo de tempo diário e posteriormente apresentadas versões horária e mensal, adaptando-se com algumas modificações em sua estrutura.

A versão diária tem o modelo constituído de três reservatórios matemáticos, cujas variáveis de estado são atualizadas a cada dia da forma:

$$\begin{aligned} R_{solo} \ i+1 &= R_{solo} \ i + P - F_s - F_t - Rec \\ R_{sup} \ i+1 &= R_{sup} \ i + E_s - E_d \\ R_{sub} \ i+1 &= R_{sub} \ i + Rec - E_b \end{aligned} \quad (1)$$

onde:

$R_{solo}$ :	reservatório do solo (zona aerada).
$R_{sup}$ :	reservatório da superfície da bacia.
$R_{sub}$ :	reservatório subterrâneo (zona saturada).
$P$ :	chuva.

<sup>1</sup>Para automatizar a construção desse banco de dados foi usado um sistema gerenciador de base de dados relacional - RelationalDatabase Manager System (RDBMS) Borland InterBase. Geralmente, as tarefas realizadas por um RDBMS são executadas através de comandos de uma linguagem estruturada chamada Structured Query Language (SQL).

$E_s$ :	escoamento superficial.
$E_d$ :	escoamento direto.
$E_r$ :	evapotranspiração real.
$Rec$ :	recarga subterrânea.
$E_b$ :	escoamento básico.
$i$ :	tempo.

A Figura 1 ilustra a estrutura do modelo em sua versão diária, onde são mostradas as relações entre a precipitação das chuvas e os três reservatórios.

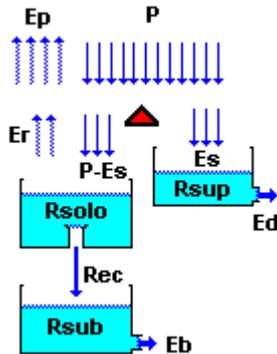


Figura 1 – Esquema do modelo SMAP.

### B. Modelo Dinâmico Baseado em Regras Nebulosas

A utilização de redes neurais para previsão de séries temporais vem sendo proposta por diversos autores, mostrando a viabilidade de utilizar estes modelos. Entretanto, a capacidade de mapeamentos complexos das redes neurais cresce com o número de camadas e neurônios, acarretando maior tempo de processamento, bem como considerável necessidade de dados para a sua otimização. Na prática, entretanto, muitas vezes os parâmetros devem ser ajustados rapidamente e somente uma pequena quantidade de dados está disponível.

Como uma segunda alternativa para o desenvolvimento dos modelos de previsão de vazões diárias, surge um modelo com estrutura variável no tempo, denominado de modelo dinâmico, o qual é baseado em regras nebulosas (*fuzzy*). Este modelo, proposto em [5], é construído utilizando o princípio de dividir e conquistar, pois o problema original é dividido em sub-problemas, de tal forma que modelos locais são alocados para resolver esses sub-problemas, diminuindo assim, a complexidade do problema global a ser resolvido, e facilitando a obtenção de soluções locais de melhor qualidade. Trabalhos como o apresentado em [11] são exemplos de aplicações em controle, identificação de sistemas e previsão de fenômenos naturais, respectivamente, sendo todos baseados em sistemas modulares, onde os especialistas são redes neurais ou apenas, modelos de primeira ordem.

Assim, o modelo proposto é composto por um conjunto de especialistas (modelos locais) representados pelas regras nebulosas codificadas na estrutura do modelo. O antecedente de cada regra nebulosa define a área de ação de cada especialista. Já o especialista em si, é representado pelo conseqüente da regra associada. A principal diferença deste modelo quando comparado a modelos neuro-fuzzy, é o seu processo de ajuste ou aprendizado, denominado de aprendizado dinâmico ou *online*.

Na abordagem de aprendizado *online*, considera-se a estrutura do sistema variante à medida que os dados vão sendo processados, ou seja, a estrutura do modelo é modificada de maneira dinâmica, dependendo das necessidades do entorno. A cada instante de tempo, o espaço de entrada é dividido de acordo com a necessidade de um novo modelo local. Toda vez que o desempenho do sistema é abaixo do desejado, considera-se a possibilidade de incorporar um novo modelo local ou especialista à estrutura do sistema. Quando isto acontece, conseqüentemente, uma nova partição do espaço de entrada é gerada, re-posicionando as sub-regiões já existentes e alterando assim, a arquitetura do modelo computacional. Técnicas de poda ou eliminação de módulos também são aplicadas neste tipo de aprendizado, já que, mediante a aplicação de operadores de adição (*adding*) e eliminação (*pruning*) de maneira alternada durante o treinamento do sistema computacional, obtêm-se modelos adequados e de estrutura mais compacta [9]. No caso de modelos com aprendizado *online* - como é o caso - a aplicação de operadores de adição e de poda é permanente.

Os modelos locais utilizados podem ser lineares ou não lineares, dependendo da complexidade do problema e das exigências da modelagem, tanto em termos de erro, como em facilidade de adaptação e/ou complexidade da própria estrutura do sistema.

Em problemas de alta complexidade, como é o caso do planejamento energético no Brasil, onde mais de 90 séries históricas de vazões são modeladas, é necessário adotar estratégias eficientes, que facilitem a modelagem e que sejam adaptáveis a mudanças na dinâmica do problema ao longo do tempo. Nesse contexto, abordagens baseadas em modelos locais, ou no princípio de dividir e conquistar, mas com o ajuste do modelo realizado em “paralelo” ao processo de previsão, assim como com a determinação e atualização da estrutura de forma automática são de grande interesse.

Diante da alta variabilidade das vazões diárias quando comparadas com vazões médias mensais, o modelo adaptativo AdaFIS mostra-se como uma alternativa na previsão de curto prazo das vazões diárias, utilizando tanto informações de precipitação acumulada como de vazões médias diárias em instantes anteriores.

A estrutura do modelo adaptativo (AdaFIS) é descrita a seguir.

#### Estrutura do modelo dinâmico

O sistema adaptativo proposto é baseado em regras nebulosas e principalmente, em modelos locais de primeira ordem do tipo Takagi-Sugeno (TS) [12]. Assim, o sistema tem um mecanismo de inferência nebulosa, codificando na sua estrutura uma base de regras do tipo Se-Então.

A parte do antecedente representa uma sub-região do espaço de entrada. Esta sub-região define a região ativa associada à regra nebulosa. A parte do conseqüente é definida por um modelo local que contribuirá com uma parcela na estimativa da saída final.

### C. Combinação de modelos (CM)

Dentre os modelos utilizados para a previsão de vazões, destacam-se os modelos conceituais e os modelos físicos, os quais têm como principal vantagem, uma relação evidente

existente entre os parâmetros e equações que definem os modelos e os processos físicos em estudo. Diversas metodologias baseadas nestes modelos são aperfeiçoadas com a finalidade de melhorar o desempenho dos modelos, seja para fins de modelagem, controle ou previsão. Uma das abordagens sugeridas na literatura consiste em combinar os resultados obtidos a partir de modelos de natureza diversa, porém, ajustados considerando o mesmo objetivo.

Diversos trabalhos sobre combinação de modelos são encontrados na literatura, na área de redes neurais, sistemas nebulosos e o estudo de séries temporais, com ênfase nas ciências econômicas[6]. Nos últimos anos, a combinação de modelos tem sido adotada como uma alternativa na área de hidrologia. Em particular, a combinação de modelos empíricos (lineares ou não-lineares) com modelos físicos tem mostrado resultados satisfatórios, uma vez que as habilidades e vantagens próprias dos previsores individuais são aproveitadas[7].

Neste trabalho, a combinação linear de modelos SMAP e AdaFIS (CP) é calculada a partir da ponderação das previsões de ambos os modelos ajustados (para cada usina). Neste caso, a combinação foi uniforme, ou seja, os pesos outorgados a cada predictor são constantes e iguais a 0,50:

$$\hat{y}_{CP}^k = 0,50 \times \hat{y}_{SMAP}^k + 0,50 \times \hat{y}_{AdaFIS}^k \quad (2)$$

com  $\hat{y}_{CP}^k$  representando a previsão dada pela combinação dos previsores (CM),  $\hat{y}_{SMAP}^k$  é a previsão dada pelo modelo SMAP e  $\hat{y}_{AdaFIS}^k$  a saída do modelo AdaFIS. Este tipo de combinação de modelos de previsão é também conhecido como combinação ingênua ou *naive ensemble*. Deve-se destacar que em trabalhos futuros, ambos os pesos considerados constantes podem ser otimizados através de técnicas de minimização de erros com o intuito de aprimorar os resultados de previsão.

Embora este tipo de combinação linear ignore a relevância de cada modelo em particular, os resultados mostram em geral, ganhos na previsão de vazões diárias, principalmente na previsão múltiplos passos à frente, como mostrado em [7]. Os estudos de caso desenvolvidos para as sub-bacias da CESP, são descritos a seguir.

#### *Estudos comparativos*

Analisando os coeficientes de eficiência, observa-se que o AdaFIS em geral apresenta um melhor desempenho para os primeiros passos à frente, porém o modelo SMAP mostra-se mais robusto na previsão múltiplos passos à frente, como mostram os resultados obtidos para as usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos. Os resultados mostram claramente que, independente dos resultados de previsão que os modelos possam conseguir individualmente, existem habilidades e características associadas à natureza dos modelos que contribuem consideravelmente para a redução de erros de previsão, através de uma abordagem de combinação de previsores.

Comparando os resultados, observa-se uma diminuição na variabilidade das previsões nos resultados obtidos pelo CM (ou ensemble). A combinação dos modelos mostrou vantagens em relação aos modelos individuais. Portanto, o estudo de técnicas adequadas de combinação de modelos para a

previsão das vazões diárias mostra-se uma alternativa promissora.

#### IV. CRITÉRIO DE DESEMPENHO PARA O DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS

Neste estudo foi adotada uma metodologia de representação da eficiência da geração hidrelétrica através da mensuração de perdas na geração, expressas em *MW* [10]. Assim, são levadas em conta as variações na altura de queda líquida, nas perdas nos condutos forçados e do rendimento turbina/gerador, calculadas a partir de variações da vazão turbinada.

O objetivo é determinar o comportamento das perdas de geração, à medida que se varia a produção de energia da usina. Para um determinado nível de armazenamento, o aumento do nível de geração em uma dada usina hidrelétrica, dá-se através do aumento da vazão turbinada em cada grupo gerador em operação. Esta mudança implica em uma variação no nível do canal de fuga, nos rendimentos e nas perdas hidráulicas dos conjuntos geradores em operação.

Segundo o modelo proposto por Arce, Ohishi e Soares[1] e [2], o despacho das máquinas visa minimizar uma função de perdas na geração hidrelétrica. Estas perdas são calculadas em função da elevação do nível de canal de fuga, da variação do rendimento do conjunto turbina/gerador e das perdas por atrito no circuito hidráulico dos condutos forçados.

Apresenta-se na próxima seção o procedimento de cálculo das perdas no processo de geração em usinas hidrelétricas com unidades geradoras idênticas.

##### *A. Curvas de Perdas de Geração em Usinas Hidrelétricas*

Matematicamente, a função de produção de uma unidade geradora de usina hidrelétrica é dada por:

$$p_{x,u,q} = k \eta_{tg} \left[ \phi x - \theta u - h_p q \right] \cdot q \text{ MW} \quad (3)$$

onde  $k$  é uma constante que depende da aceleração da gravidade, da densidade da água e de um fator de conversão ( $10^6$ ) para que a produção resulte em *MW*;  $\eta_{tg}$  é o rendimento do conjunto turbina/gerador em função da queda líquida (ou bruta) e da vazão turbinada (ou potência);  $\phi x$  é o polinômio da cota do reservatório da usina em função do volume de água armazenado  $x$ ;  $\theta u$  é o polinômio da cota do canal de fuga da usina em função da vazão defluente  $u$ ; e  $h_p q$  é a perda hidráulica no conduto forçado em função da vazão turbinada  $q$ .

A eficiência do processo de conversão, também chamada de *produtividade* da unidade geradora hidrelétrica, é definida pela razão entre a potência gerada e a vazão turbinada, e depende, portanto, do rendimento e da queda líquida do conjunto turbina/gerador, que por sua vez dependem em última instância do volume de água armazenada no reservatório e das vazões turbinada e vertida e das perdas nos condutos forçados.

O volume armazenado  $x$  influi na cota de montante mas considerando-se o horizonte de curto prazo, já a variação do

nível d'água dos reservatórios tem pouca influência na produtividade das usinas hidrelétricas.

Ao contrário, a vazão turbinada nas máquinas pode apresentar um comportamento bastante variável no horizonte de curto prazo. A potência gerada em uma dada unidade pode variar ao longo de toda a sua faixa operativa em um único dia, em função da variação da carga do sistema. Dessa forma, a vazão turbinada tem uma influência muito mais acentuada sobre a produtividade da unidade geradora.

Em termos da função de geração, correspondente à produção de energia em uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica, a vazão turbinada influi sobre o nível do canal de fuga da usina, sobre as perdas hidráulicas no sistema de adução, e sobre o rendimento do grupo gerador. Com relação ao nível de canal de fuga, este aumenta com o aumento da vazão defluente, e com isso diminui-se a altura e a sua produtividade. Portanto, para trabalhar com produtividades maiores é desejável que o nível do canal de fuga seja o menor possível, com o intuito de se ter a maior altura de queda possível. Com relação às perdas hidráulicas, que ocorrem nos condutos forçados que conduzem a água do reservatório até as turbinas, de modo similar ao caso do canal de fuga, quanto maior a turbinagem, maiores são os atritos e, conseqüentemente, maior é a perda hidráulica. Como estas perdas aumentam à medida que aumenta a vazão turbinada, então do ponto de vista da perda hidráulica também é desejável trabalhar com baixa vazão turbinada para se ter maior produtividade.

Finalmente, a influência da vazão turbinada sobre o rendimento do conjunto turbina/gerador se dá através de dois fatores, uma vez que o rendimento depende da altura de queda e da vazão turbinada. Este rendimento varia consideravelmente em função da altura de queda e da vazão turbinada. Cada grupo gerador tem um ponto em que o rendimento é máximo (o pico da colina). Como este ponto de operação fica em geral mais próximo à turbinagem máxima das máquinas, do ponto de vista do rendimento do conjunto turbina/gerador é desejável que se opere com vazões próximas da capacidade de turbinagem das máquinas.

Na metodologia de representação das perdas proposta por [10], a mensuração de perdas na geração devido à variação no nível de canal de fuga, de perdas hidráulicas e perdas no rendimento são todas expressas em *MW*, possibilitando criar uma função de perdas totais para uma dada máquina.

Para calcular a função de perdas associada a uma dada configuração de máquinas, é necessário calcular o despacho ótimo entre as máquinas. Ou seja, no caso em que a usina vai gerar uma certa potência, é necessário determinar como esta geração total será distribuída entre as máquinas em operação. No caso de máquinas iguais, é possível mostrar que a solução ótima é distribuir a geração igualmente entre as máquinas. A Figura 2 apresenta o gráfico com as curvas de perdas totais em função do número de unidades geradoras despachadas.

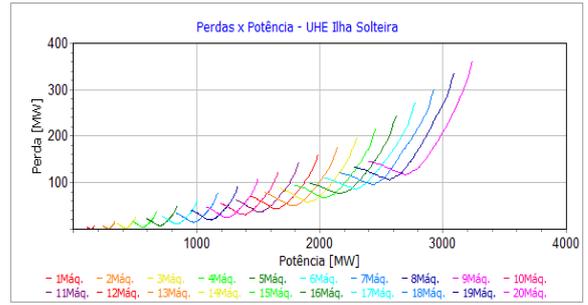


Figura 2 - Curvas de Perdas em função do número de unidades geradoras

Já para o caso de máquinas diferentes, esta distribuição ótima é obtida via a resolução de um problema de despacho ótimo, como apresentado a seguir.

### B. Despacho de Máquinas Diferentes

No caso de máquinas com características distintas, o seu despacho ótimo deve ser determinado através da resolução de um problema de otimização, como a seguir apresentado. Supõe-se que a usina *i* está operando com  $n_i$  unidades geradoras distintas.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^{n_i} f_{ik} q_{ik} \quad (4)$$

$$\text{s.a.} \sum_{k=1}^n q_{ik} = k \quad (5)$$

O problema acima determina a distribuição das turbinagens entre as máquinas,  $q_{ik}$ , de modo que a turbinagem total na usina seja de  $k$  [ $m^3/s$ ] e tendo como função objetivo a minimização das perdas totais na usina.

As condições necessárias de otimalidade do problema são:

$$\frac{\partial L}{\partial q_{ik}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial f_{ik}(q_{ik})}{\partial q_{ik}} - \lambda = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \Rightarrow \sum_{k=1}^n q_{ik} - k = 0 \quad (7)$$

Onde se tem a partir da primeira condição que:

$$\frac{\partial f_{ik} q_{ik}}{\partial q_{ik}} = \lambda, \quad k = 1, \dots, n \quad (8)$$

$$\frac{\partial f_{ik} q_{ik}}{\partial q_{ik}} = \lambda, \quad k = 1, \dots, n \quad (8)$$

Onde  $\lambda$  é o multiplicador de Lagrange associado à restrição. A condição acima indica que na operação as unidades devem operar com a mesma perda marginal. E a operação

“ótima” das unidades geradoras ocorre quando a perdas marginal se igualam.

### C. Custos de Partida e Parada de Máquinas

O comportamento da carga apresenta variações significativas ao longo do dia. Conforme ela aumenta exige-se um número maior de máquinas em operação. De modo similar, quando a carga diminui será necessário retirar máquinas de operação. As freqüentes partidas e paradas são procedimentos que devem ser minimizados, pelos riscos que representam à operação e os desgastes que estas operações ocasionam às unidades geradoras. Na literatura encontra-se abordagens que sugerem como tratar os custos associados às partidas e paradas, porém não existe um estudo conclusivo sobre o seu valor exato.

Nilsson e Sjelvgren[8], publicaram um trabalho no qual estimaram o custo associado às partidas das unidades hidráulicas. O estudo estimou um valor por partida e parada de aproximadamente US\$ 3,00 por MW de capacidade nominal da máquina.

## V. O PROBLEMA DO DESPACHO ÓTIMO DE UNIDADES GERADORAS DAS USINAS DA CESP

O despacho ótimo de unidades geradoras está inserido na etapa de programação da operação (PO) de um sistema de energia elétrica e visa determinar, para o(s) próximo(s) dia(s), o despacho de geração e de número de máquinas sincronizadas nas usinas hidrelétricas, que seja, de um lado, compatível com as metas traçadas pelos planejamentos de médio/longo prazo, e de outro lado, sirva como uma referência operativa para a operação em tempo real do sistema.

A programação da operação deve levar em conta a representação mais detalhada possível da operação, dado que será uma referência operativa para a operação em tempo real do sistema. Entre as restrições do sistema gerador a serem consideradas estão o atendimento das demandas, das restrições de rampa de tomada de carga das usinas e de reserva girante do sistema. Em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o SIN (Sistema Interligado Nacional), uma restrição fundamental é a meta de geração das usinas hidrelétricas, chamada usualmente de meta energética, a qual estabelece o acoplamento entre a programação da operação e o planejamento da operação em seu horizonte de médio e longo prazo. Há também restrições associadas aos limites de armazenamento dos reservatórios, especialmente importantes para as usinas chamadas a fio d'água, bem como restrições associadas ao uso múltiplo da água.

O problema é formulado como um problema de programação matemática, onde a função objetivo a ser minimizada é a soma das perdas de todas as usinas hidrelétricas, ao longo do horizonte de programação (9). A primeira parcela desta função, representa as perdas descritas na seção anterior, e são pré-calculadas antes da otimização, através de um estudo de simulação. A segunda parcela, representa o custo relativo às partidas e paradas das unidades geradoras hidráulicas.

Assim, para um sistema composto por  $I$  usinas hidrelétricas,  $J$  usinas termelétricas, e um horizonte de programação de  $T$  intervalos de tempo, o problema pode ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i \in I} c^p f_i n_i^t, p_i^t + c^{pp} |n_i^t - n_i^{t-1}| + \sum_{j \in J} f_j p_j^t \right\} \quad (9)$$

onde:  $p_i^t$  é a potência hidrelétrica gerada;  $p_j^t$  é a potência térmica gerada;  $n_i^t$  é o número de máquinas em operação;  $f_i$  é a função de perdas de geração,  $c^p$  é o custo das perdas e  $c^{pp}$  é o custo das partidas e paradas das unidades geradoras hidráulicas;  $f_j$  é a função de custos das termelétricas.

Entre as restrições do sistema gerador a serem consideradas estão o atendimento da demanda -  $d^t$  (10), as restrições de rampa de tomada de carga das usinas -  $S_k^t$  (11) e as restrições de reserva girante do sistema -  $r_k^t$  (12).

$$\sum_{i \in I} p_i^t + \sum_{j \in J} p_j^t = d^t \quad t = 1, \dots, T \quad (10)$$

$$\left| \sum p_i^t - p_i^{t-1} \right| \leq s_k^t \quad t \in T_s; k = 1, \dots, n_s^t \quad (11)$$

$$\sum_{i \in R_k^t} p_i^{\max} - p_i^t \geq r_k^t \quad t \in T_r; k = 1, \dots, n_r^t \quad (12)$$

onde:  $S_k^t$  e  $R_k^t$  representam o conjunto de usinas da  $k$ -ésima restrição de rampa e de reserva;  $n_s^t$  e  $n_r^t$  é o número de restrições de rampa e de reserva respectivamente.

Em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o SIN (Sistema Interligado Nacional), uma restrição fundamental é a meta de geração das usinas hidrelétricas, chamada usualmente de meta energética (13), a qual estabelece o acoplamento entre a programação da operação e o planejamento da operação em seu horizonte de médio e longo prazo. Há também restrições associadas aos limites de geração (14) e número de máquinas sincronizadas (15).

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i \quad i \in I \quad (13)$$

$$p_i^{\min} \leq p_i^t \leq p_i^{\max} \quad i \in G; t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$n_i^{\min} \leq n_i^t \leq n_i^{\max} \quad i \in I; t = 1, \dots, T \quad (15)$$

A equação (16) representa a equação dinâmica dos reservatórios, e as (17)-(19) representam os limites de turbinagens, defluências e armazenamentos. Estas restrições estão relacionadas com a operação hidráulica e são denominadas restrições hidráulicas.

$$x_i^t = x_i^{t-1} + y_i^t + \sum_{j \in M_i} q_j^{t-\theta_{ij}} + v_j^{t-\theta_{ij}} - q_j^t - v_i^t \quad i \in I; t = 1, \dots, T \quad (16)$$

$$q_i^t \leq q_i^{\max} \quad i \in I; t = 1, \dots, T \quad (17)$$

$$q_i^t + v_i^t \geq u_i^{\min} \quad i \in I; t = 1, \dots, T \quad (18)$$

$$x_i^{\min} \leq x_i^t \leq x_i^{\max} \quad i \in I; t = 1, \dots, T \quad (19)$$

onde:  $x_i^t$  representa o volume do reservatório;  $y_i^t$  -vazão incremental afluente;  $q_i^t$  -turbinação;  $v_i^t$  -vertimento;  $M_i$  -conjunto das usinas imediatamente à montante de  $i$ ; e  $\theta_{ij}$  -tempo de viagem da água entre as usinas  $j$  e  $i$ .

#### A. Técnica de Solução

A solução proposta para o problema de programação não linear inteiro-misto (9)-(19) é baseada na abordagem por decomposição em otimização-simulação, do problema original, com as restrições hidráulicas (17)-(19) relaxadas. A factibilidade hidráulica do problema relaxado é verificada utilizando-se um simulador hidráulico com as respectivas restrições (16)-(19). A Figura 3 mostra um fluxograma representando a abordagem adotada.

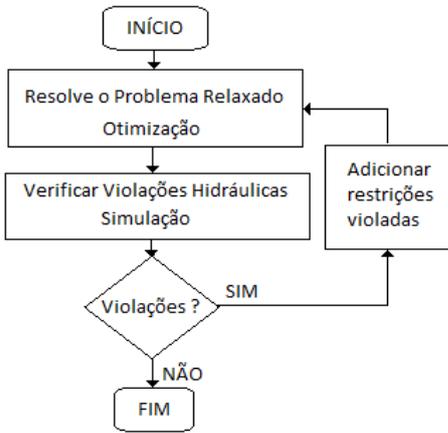


Figura 3 – Fluxograma da decomposição otimização-simulação.

Dado o caráter combinatório do problema relaxado (9)-(15), ele foi decomposto em dois subproblemas: um subproblema de despacho de máquinas (*hydrounitcommitment-HUC*) com despacho de geração dado; e outro subproblema de programação da geração (*generationscheduling-GS*) com o número de unidades geradoras despachadas conhecidas. Estes subproblemas são resolvidos iterativamente até a convergência. O subproblema *GS* é resolvido por um método de Newton para uma dada configuração de número de unidades geradoras despachadas, e o *HUC* é resolvido por uma abordagem por Programação Dinâmica (*PD*) para um dado despacho de geração. Esta abordagem mista do problema relaxado é denominada *HYDRODESP*. Assim, o *HYDRODESP* é o otimizador que determina uma escala de entrada e saída de unidades geradoras (despacho de máquinas) e o respectivo ponto de operação das unidades despachadas (despacho de geração), para intervalo de tempo, para cada usina hidrelétrica. Esta solução pode ser inviável do ponto de vista da operação hidráulica. Sendo assim, a validação hidráulica da programação da operação otimizada é realizada por um modelo de simulação a usinas individualizadas, chamada *HYDROSIM CP*, que considera além das restrições operacionais das usinas hidrelétricas, outras restrições, como as restrições de uso múltiplo da água e os tempos de viagem da água entre reservatórios de uma mesma cascata.

No processo de validação, o simulador determina, a partir da programação definida pelo modelo de despacho, a evolução da turbinagem e armazenamento dos reservatórios. As restrições hidráulicas violadas são adicionadas ao modelo de despacho e uma nova programação é determinada, num processo iterativo até a convergência (vide Figura 3).

#### B. Modelo HYDRODESP

A formulação matemática do problema de programação da operação é baseada em modelos de otimização. O modelo tem por objetivo otimizar o despacho de máquinas (*HUC*) e de geração (*GS*) considerando em detalhes as características de eficiência e de custo das unidades geradoras bem como suas restrições operacionais. São consideradas as características operativas de cada unidade hidrelétrica (conjunto turbina/gerador), os seus custos de partida/parada, as perdas verificadas na geração, além das restrições de rampa, de tomada e de alívio de carga das usinas e restrições de reserva girante do sistema.

A função objetivo minimiza os custos de partida/parada e de perdas de geração em usinas hidrelétricas. Têm-se como restrições: o atendimento da carga própria em cada intervalo de tempo; as metas energéticas para cada usina hidrelétrica, definidas pelos planejamentos médio/longo prazos; os limites de geração nas usinas hidrelétricas, os quais são funções do número de máquinas em operação em cada intervalo de tempo; as restrições de rampa e de reserva girante. O problema obtido é de difícil resolução para sistemas de porte, pois envolve variáveis inteiras e reais. Para contornar esta dificuldade, foi adotada uma metodologia híbrida que envolve modelos de otimização e de simulação.

#### C. Modelo HYDROSIM CP

A operação hidráulica de sistemas de reservatórios corresponde ao conjunto de ações de controle da água armazenada que visam atender as gerações e o número de unidades geradoras estabelecidas pelo despacho ótimo de unidades geradoras. O simulador hidráulico é um aplicativo computacional que tem por objetivo fornecer informações sobre a evolução temporal dos níveis dos reservatórios e vazões defluentes, a partir do conhecimento da situação antecedente dos reservatórios, das vazões afluentes previstas, das gerações programadas, das características dos rios, usinas e reservatórios, bem como das restrições operativas hidráulicas.

O modelo de simulação em base horária, denominado *HYDROSIM CP* (curto prazo), representa a operação hidráulica de reservatórios de curto prazo, correspondente a uma dada programação de geração.

## VI. RESULTADOS NUMÉRICOS

A seguir será apresentado um estudo de caso, onde a metodologia de programação da operação proposta, envolvendo a otimização, seguida da validação hidráulica, foi aplicada ao sistema hidrelétrico da CESP (vide Figura 4, onde estão mostradas também as metas de geração semanais). O estudo consiste em obter a programação diária da operação das 6 usinas hidrelétricas, para a semana do dia 28 de Fevereiro de 2009 considerando uma carga de demanda média típica do sistema CESP, de 5.325 MW médio, com um perfil de carga

horária típica da região Sudeste (com carga mínima na madrugada e carga máxima no começo da noite), totalizando 57 unidades geradoras. O sistema CESP não possui termelétricas, sendo assim, não serão consideradas neste estudo de caso. A Figura 5 mostra a curva de demanda considerada no problema. O problema relaxado do estudo de caso tem mais de 1000 variáveis contínuas e 4200 restrições.

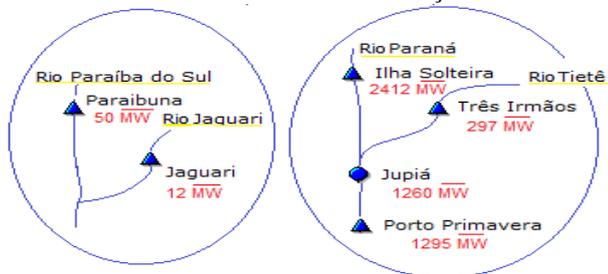


Figura 4—Diagrama de usinas (com as metas) do Sistema considerado.

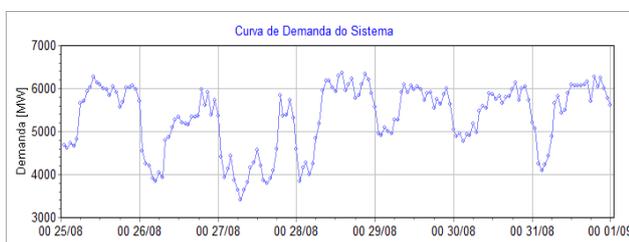


Figura 5 - Curva de Demanda de Carga

É importante observar que, como esperado, a maioria das restrições hidráulicas relaxadas não são violadas na etapa de otimização. Usinas com grandes reservatórios, como a UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos apresentam cotas de armazenamentos dos reservatórios praticamente constantes ao longo do horizonte, como pode ser visto na Figura 6.

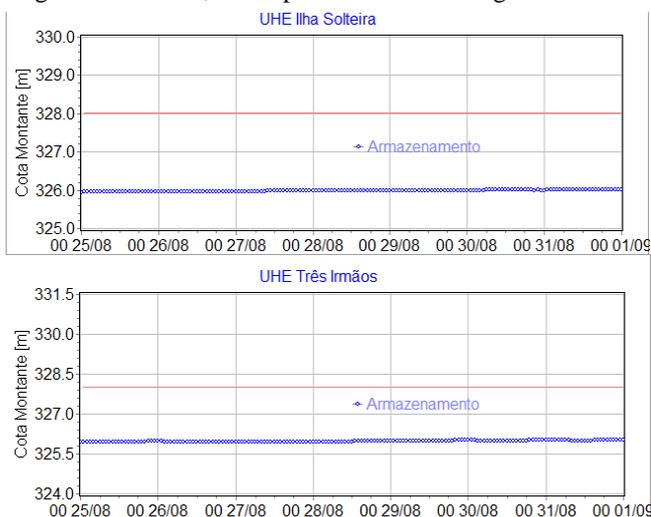


Figura 6—Variação no nível da cota de armazenamento das usinas UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos (usinas de reservatórios)

Mesmo para as usinas a fio d'água (ou usinas de reservatórios, com uma faixa reduzida de cota de operação), se as metas de geração destas forem consistentes com as aflúncias incrementais e com as metas de geração das usinas imediatamente à montante, pode-se também esperar que nenhuma violação ocorra, como é o caso para a UHE Porto Primavera, mostrada na Figura 7 (esta usina possui 30 cm de cota útil, aproximadamente  $626 \text{ hm}^3$  de volume útil).

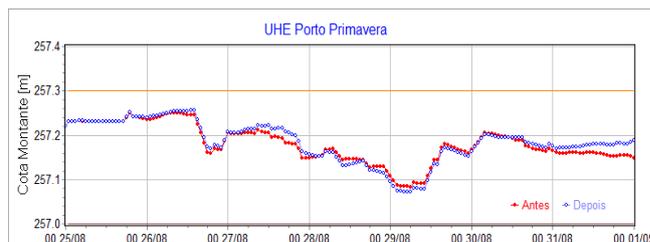


Figura 7 - Cota de armazenamento da UHE Porto Primavera

Entretanto, as violações das restrições hidráulicas podem ocorrer em usinas a fio d'água, ou usinas de reservatórios com faixas operativas pequenas, mesmo com metas de geração coerentes. No nosso estudo, podemos verificar o caso da UHE Jupuí, que possui um faixa de operação de apenas 50 cm (volume útil  $\sim 163 \text{ hm}^3$ ) e tem o volumes máximos violados a partir da metade do quinto dia, como mostrada na Figura 8 (para atender a programação obtida, ela teria que verter o excesso de volume).

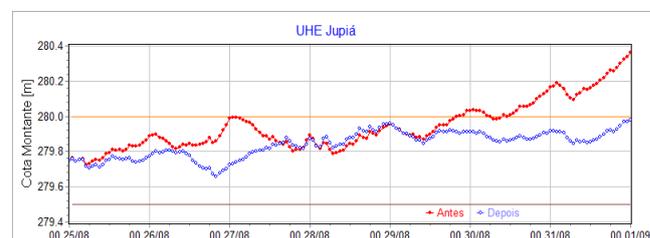


Figura 8 - Cota de armazenamento da UHE Jupuí

Neste caso, a partir da identificação da violação, duas restrições foram adicionadas ao problema relaxado para se obter uma solução hidráulicamente factível, sem a necessidade de alterações das suas metas de geração originais.

Apesar desta correção não acarretar alterações visíveis no armazenamento das usinas UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos, ela é suficiente para produzir uma programação hidráulicamente validada para a UHE Jupuí. A Figura 9 apresenta as programações de geração das três usinas, antes e depois da adição da restrição ao problema relaxado. Podemos observar que a programação da geração horária da UHE Jupuí antes e depois da correção apresentam perfis diferentes, entretanto cumprindo a mesma na meta de geração original.

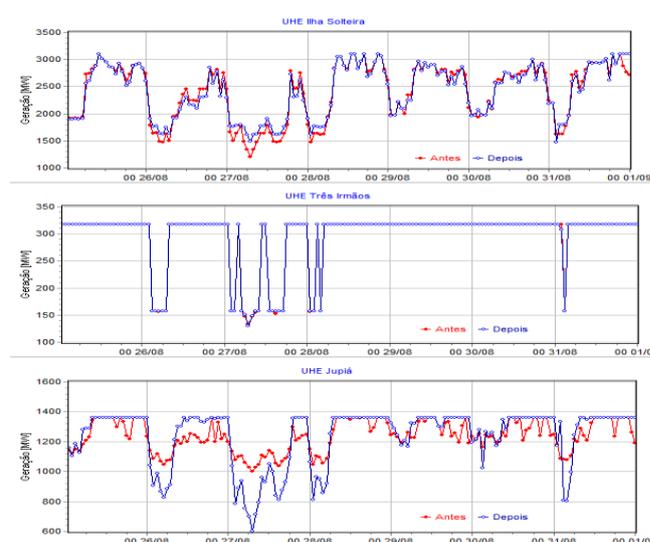


Figura 9—Programação das gerações das usinas UHE Ilha Solteira, UHE Três Irmãos e UHE Jupuí, antes e depois da adição das restrições violadas.

No subproblema de *HUC*, apenas a UHE Ilha Solteira e UHE Jupuí tiveram os despachos de máquinas alterados. Na UHE Jupuí, houve alteração em apenas 1 intervalo, sendo despachadas 2 unidades a mais. Na UHE Ilha Solteira, a alteração foi maior, como mostrada na Figura 10, entretanto o número de partidas e paradas, num total de 212, não foi alterado.

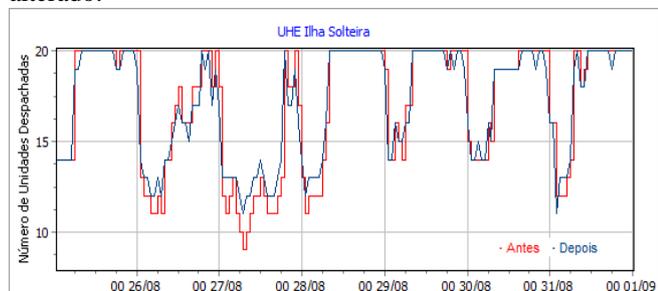


Figura 10 - Despacho de Unidades Geradoras da UHE Ilha Solteira

Na Figura 11 podemos observar o gráfico das perdas de geração no sistema, calculadas para a solução antes e depois da correção das violações dos volumes máximos na UHE Jupuí.

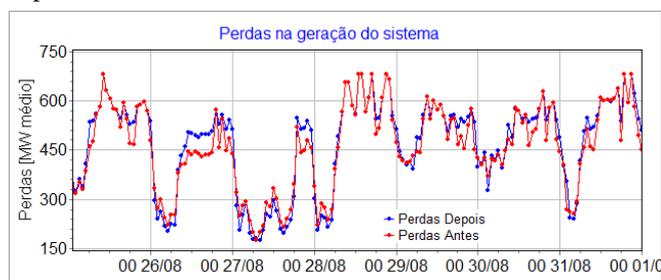


Figura 11 - Perdas de Geração no Sistema

O estudo de caso mostra que a metodologia proposta é adequada para se obter uma programação da operação que atende a demanda de carga do sistema (Figura 5), as metas de gerações das usinas hidrelétricas (Figura 4), e que é hidraulicamente factível (Figura 6, Figura 7 e Figura 8).

Finalmente, foram necessários 6 segundos para o processamento de duas iterações do processo otimização-simulação num computador portátil com processador Intel core 2 duo de 2 GHz com 2 GB de memória RAM.

## VII. SISTEMA DE SUPORTE À DECISÃO

O sistema computacional de apoio à decisão (HYDROLAB) é composto das ferramentas computacionais acima descritas, juntamente com uma base de dados e um sistema de interfaces gráficas. Com ela, os usuários têm a possibilidade de realizar importantes estudos para a análise e solução dos problemas que a programação da operação de curto prazo apresenta.

No HydroLab, têm-se usuários com diferentes níveis de permissões de acesso aos dados e modelos, possuindo cada um, um conjunto particular de estudos. Assim, ela possui a característica de gerenciar estas três grandes entidades que se inter-relacionam: modelos, estudos e usuários.

O HYDROLAB possui um conjunto de características avançadas, as quais, para os pesquisadores e engenheiros do setor elétrico brasileiro, colocam-no em um patamar de forte inovação. A implementação do sistema foi baseada no pa-

radigma de orientação a objetos e a base de dados é gerenciada através de um banco de dados relacional.

## VIII. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou os resultados obtidos pelo projeto de P&D “Sistema de suporte à decisão para o despacho ótimo de unidades geradoras das usinas da CESP”. Este projeto tinha como objetivo quatro atividades, que eram de consolidação dos dados físicos e cadastrais das usinas hidrelétricas da CESP, o desenvolvimento de uma metodologia de previsão de vazões em base horária, o desenvolvimento de uma metodologia de programação da operação para as usinas hidrelétricas de CESP, e o desenvolvimento de um sistema de suporte incluindo estes modelos.

A metodologia para a consolidação de dados cadastrais possibilitou a detecção de inconsistências em alguns dados de usinas, por exemplo: nos polinômios que descrevem o canal de fuga e nas funções que representam os limites físicos das máquinas e constituiu uma contribuição interessante, pois a inconsistência de dados cadastrais é muito comum nos dados das usinas hidrelétricas do SIN.

A segunda atividade foi o desenvolvimento de uma metodologia de previsão de vazão em base horária. Na realidade foram implementadas duas metodologias, a primeira baseada em modelos de simulação chuva-vazão e o segundo foi um modelo baseado em técnica neuro-fuzzy. Uma terceira abordagem foi também pesquisada, combinando os resultados dos dois modelos. Esta última alternativa foi a que apresentou melhor desempenho. Os resultados desta atividade também tráz uma contribuição interessante em um problema ainda pouco estudado, que é a previsão de vazão em base horária.

A terceira atividade foi o desenvolvimento de um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras das usinas da CESP. Esta atividade foi composta de dois desenvolvimentos. A primeira foi a implementação de uma metodologia para cálculo de função de perdas para unidades geradoras com características distintas; e a segunda atividade foi o desenvolvimento de uma metodologia de programação de operação considerando máquinas distintas. Um estudo de caso foi apresentado mostrando que a metodologia proposta é adequada para a programação da operação horária que atenda os requisitos energéticos e hidráulicos.

Todas as metodologias acima (com exceção do SMAP) foram implementadas no ambiente HYDROLAB, que é o sistema de suporte em desenvolvimento pela equipe do COSE/FEEC/UNICAMP.

E finalmente, um estudo de caso, da programação da operação das unidades geradoras das usinas hidrelétricas da CESP é apresentado.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. ARCE, A. S. “Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas,” Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, Nov. 1999.
- [2]. ARCE, A. S., OHISHI, T., SOARES, S. “Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002.

- [3]. HIDALGO, I.G. “Ferramentas e Metodologia para Consolidação de Dados de Usinas Hidrelétricas Brasileiras,” Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, 2009.
- [4]. LOPES J.E.G., BRAGA B.P.F., CONEJO J.G.L. (1982), “SMAP - A Simplified Hydrological Model, Applied Modeling in Catchment Hydrology,” ed. V.P.Singh, WaterResourcesPublications.
- [5]. LUNA, I. “Análise de Séries Temporais e Modelagem Baseada em Regras Nebulosas,” Tese de doutorado, FEEC-UNICAMP, Brasil, 2007.
- [6]. LUNA, I., BALLINI, R., “Top-down strategies based on adaptive fuzzy rule-based systems for daily time series forecasting,” *International Journal of Forecasting*, Volume 27, Issue 3, 2011.
- [7]. LUNA, I.; SOARES, S.; LOPES, J.E.G.; BALLINI, R., “Verifying the Use of Evolving Fuzzy Systems for Multi-Step Ahead Daily Inflow Forecasting,” *Intelligent System Applications to Power Systems*, 2009. ISAP '09, vol.8, no.12, pp.1-6. 2009.
- [8]. NILSSON, O. & SJELVGREN, D. “Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on the Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 38-44, Feb. 1997.
- [9]. RAMAMURTI, V. E GHOSH, J., “Structural Adaptation in Mixture of Experts,” 13<sup>th</sup> International Conference on Pattern Recognition 4: 704–708, 1996.
- [10]. SOARES, S. & SALMAZO, S. “Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, n. 3, pp. 1220-1228, Aug. 1997.
- [11]. SOLOMATINE, D. E SIEK, M., “Modular learning models in forecasting natural phenomena,” *Neural Networks* 10(2): 215–224, 2006.
- [12]. TAKAGI, T. E SUGENO, M.. “Fuzzy Identification of Systems and Its Applications to Modeling and Control,” *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics* 15(1): 116–132, 1985.