

ODIN: Metodologia para a Otimização do Despacho Interligado Nacional

Mônica de S. Zambelli, André E. Toscano, Elma S. Pereira, Anibal Tavares, Secundino Soares Filho e Donato da Silva Filho

Resumo – Este trabalho apresenta a metodologia ODIN para determinação do despacho hidrotérmico ótimo do sistema interligado nacional. A metodologia baseia-se em modelo de controle preditivo, onde as decisões hidráulicas ótimas são determinadas por um modelo determinístico de otimização não linear a usinas individualizadas, considerando séries de vazões previstas. A cada estágio o estado do sistema é atualizado e pode-se verificar a solução quanto a restrições elétricas da rede de transmissão utilizando um modelo de fluxo de potência ótimo em corrente contínua. A avaliação da metodologia ODIN é feita em um ambiente de simulação considerando cenários históricos de vazões para um horizonte de planejamento composto de 58 meses e um parque gerador dinâmico, conforme informado no deck de dados do PMO de março de 2011. Os resultados são comparados àqueles fornecidos pela metodologia estocástica em vigor, o modelo NEWAVE, com resultados individualizados determinados pelo modelo SUIISHI-O. A análise comparativa mostra que a abordagem proposta agrega mais eficiência, segurança e modicidade tarifária à operação.

Palavras-chave – Otimização, despacho hidrotérmico, planejamento da operação, Sistema Interligado Nacional, ODIN, HydroLab.

I. INTRODUÇÃO

O planejamento da operação energética visa determinar estratégias de operação que minimizem o custo de operação do sistema durante um horizonte de planejamento, no caso brasileiro de até cinco anos a frente. O principal objetivo desta etapa é promover o aproveitamento racional dos recursos disponíveis a médio prazo, garantindo qualidade e segurança no atendimento à demanda e satisfazendo as restrições operativas do sistema.

A determinação do planejamento ótimo da operação energética constitui um problema de otimização de grande complexidade. No caso particular do sistema brasileiro, a extensão das bacias hidrológicas interligadas e o grande número de reservatórios com capacidade de regularização

plurianual acentuam ainda mais essa complexidade. As decisões de operação tomadas ao longo do horizonte de planejamento são dependentes no tempo. Os recursos de geração, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados, e a decisão em cada estágio de planejamento deve assegurar a menor complementação térmica no presente sem que a geração futura seja comprometida, caracterizando o problema como dinâmico e não separável no tempo. Incertezas acerca das vazões afluentes às usinas hidrelétricas do sistema, do mercado de energia a ser atendido e do custo de combustível das usinas térmicas (para não falar do cronograma de entrada em operação de novas usinas e unidades geradoras) torna o problema estocástico. Além disso, as funções de produção das usinas hidrelétricas e de custo de produção do sistema são tipicamente não lineares.

Historicamente, no Brasil e no resto do mundo, para simplificar o problema e permitir sua solução, somente a incerteza das vazões tem sido tratada. Incertezas associadas à demanda, a custos de combustível das termelétricas e ao cronograma de expansão do sistema têm sido ignoradas, ou estimadas através de cenários mais prováveis.

Programação Dinâmica (PD) [1] tem sido a técnica de solução mais utilizada na otimização de problemas de planejamento da operação energética em particular e em problemas envolvendo sistemas de recursos hídricos em geral. As primeiras aplicações da PD na operação de reservatórios utilizavam a técnica na sua forma discreta convencional, com dados de vazões afluentes determinísticos [2]. Com a finalidade de tratar a natureza estocástica das variáveis hidrológicas do problema, a programação dinâmica estocástica (PDE) foi introduzida subsequentemente na solução do problema [3], sendo que o processo Markoviano de primeira ordem já era usado no cálculo das probabilidades das vazões condicionadas à vazão do mês anterior.

A popularidade da PDE pode ser atribuída a sua habilidade em tratar características estocásticas e não lineares que em geral envolvem os problemas de planejamento de recursos hídricos [4]. O objetivo desta abordagem é determinar uma política de decisões que forneça, a cada estágio do planejamento, a decisão ótima para cada possível estado do sistema. Essas regras são estabelecidas em um processo recursivo prévio a sua aplicação o que caracteriza a abordagem como uma política em malha fechada.

A PDE, no entanto, é limitada pela chamada "maldição da dimensionalidade" uma vez que nessa abordagem o esforço computacional cresce exponencialmente com o número de

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.

M. Zambelli, A. Toscano, E. Pereira e S. Soares fazem parte da equipe executora na UNICAMP (e-mails: {monica; atoscano; elma; dino}@cose.fee.unicamp.br).

A. Tavares é professor da faculdade de engenharia de Guaratinguetá da UNESP (atanibal@gmail.com).

D. da Silva Filho representa a empresa proponente EDP (e-mail: donato.filho@edpbr.com.br).

variáveis de estado do problema, no caso o número de reservatórios do sistema. Várias abordagens foram sugeridas para superar o problema da dimensionalidade na PDE, tais como a agregação do sistema através de representação composta [5],[6],[8] e o uso da programação dinâmica dual baseada na decomposição de Benders [7],[9].

A abordagem atualmente em uso no Brasil consiste em uma cadeia de modelos [10] que se inicia com o modelo NEWAVE, um método baseado em programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [11], para a otimização do problema de planejamento da operação energética. O método resolve o problema através da técnica de decomposição de Benders, buscando determinar estratégias ótimas para os subsistemas interligados, utilizando uma modelagem agregada das usinas hidrelétricas baseado em representação a sistema equivalente [12].

A representação através de sistema equivalente é considerada aceitável no caso de homogeneidade hidrológica e forte interligação elétrica do sistema que garanta o suprimento de energia por qualquer usina [5]. Contudo os problemas enfrentados nas últimas décadas sinalizam que este não é o caso do sistema brasileiro.

Em setembro do ano 2000 a operação e os preços no mercado spot foram calculados duas vezes, usando diferentes previsões de vazões para aquele mês, uma vez que nos últimos 5 dias de agosto as vazões afluentes aos reservatórios das regiões Sul e Sudeste mudaram 200% [13]. Logo depois, ao final da estação chuvosa em 2001, os reservatórios do sistemas atingiram níveis críticos e foi declarado racionamento de energia [14]. Recentemente, em 2007 a energia armazenada do sistema foi de cheio em abril a 44% em dezembro o que acarretou em picos de preço no mercado atacadista de energia e um risco muito elevado de déficit em janeiro de 2008 [15].

Procedimentos operativos têm sido incorporados ao programa mensal da operação (PMO) a fim de proporcionar mais segurança ao sistema, contudo, tais heurísticas se sobrepõem aos modelos de otimização e afastam o sistema de seu ponto ótimo de operação, sem agregar garantias reais ao setor elétrico.

Como abordagem alternativa à otimização em malha fechada proporcionada pela PDE, métodos de otimização determinísticos têm sido propostos integrados a modelos de previsão de vazões, num esquema de otimização em malha aberta, também denominado modelo de controle preditivo (MCP), para o planejamento da operação energética. Com a hipótese de afluências determinísticas, o problema resultante, em geral, pode ser formulado como um problema de otimização não linear e resolvido por algoritmos especializados [16],[17].

O modelo de planejamento energético, formulado como um problema de controle ótimo determinístico discreto e resolvido pelo método do gradiente reduzido, foi aplicado ao sistema hidroelétricos da Hydro-Quebec, caracterizado pela predominância de geração de origem hidráulica [18]. Para este mesmo sistema, [19] apresentou um modelo de otimização determinístico baseado em técnicas de programação não linear de primeira ordem.

Na otimização determinística, a representação do sistema

pode ser feita detalhadamente, considerando cada usina hidrelétrica individualmente, incluindo suas características não lineares de produção e restrições operacionais. A principal característica deste tipo de metodologia é que a mesma pode ser aplicada sem simplificações a sistemas constituídos por múltiplas usinas hidroelétricas. A representação da estocasticidade do problema é feita de forma implícita, com previsões permanentemente atualizadas, caracterizando a solução resultante como uma política de controle em malha aberta.

Diversos testes foram feitos para usinas hidrelétricas isoladas [20],[21] ou sistemas de pequeno porte [22] do sistema brasileiro e os resultados indicam que a abordagem baseada em MPC é capaz de fornecer soluções sub-ótimas de qualidade equivalente àquelas obtidas com PDE.

Para avaliação de métodos baseados em otimização determinística, estudos recentes têm sido propostos onde a estocasticidade do problema de planejamento energético é representada por um conjunto de possíveis cenários futuros. Este tipo de abordagem é conhecido como análise de cenários [23],[24],[25].

Este trabalho apresenta parte dos resultados do primeiro ano do projeto de P&D estratégico "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico", código ANEEL PE-0391-0108/2009, cujo objetivo é implementar e testar uma política operativa baseada em modelo determinístico a usinas individualizadas alimentado por previsão de vazões para a operação energética de médio prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O modelo ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional), baseia-se em modelagem determinística, individualizada e não-linear, sendo uma alternativa metodológica ao modelo NEWAVE que é estocástico, equivalente e linearizado.

A avaliação do novo modelo é feita sobre um caso de estudo baseado no planejamento mensal da operação (PMO) de Março de 2011, considerando simulações em 75 cenários históricos e comparando os resultados obtidos com aqueles fornecidos pelo modelo NEWAVE, utilizando ao modelo SUISHI-O para determinação da operação a usinas individualizadas.

O projeto, ainda em execução, tem como entidade executora a UNICAMP com participação da EESC-USP, sendo financiado pela proponente EDP Bandeirante e cooperadas EDP Escelsa, ENERPEIXE, CDSA, CGTF, BAESA, ENERCAN, CERAN, CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE, DUKE, AES Tietê, AES Eletropaulo, AES Uruguaiana, CESP, CEMIG, TRACTEBEL e COPEL.

Na Seção II descreve-se a metodologia proposta e cada modelo que a compõe. Na Seção III apresenta-se um caso de estudo sobre o planejamento mensal da operação do SIN, seguido da avaliação elétrica da solução do modelo proposto para o mês de março de 2011 na Seção IV. Finalmente, na Seção V resumem-se as principais contribuições do trabalho.

II. METODOLOGIA

O modelo ODIN constitui-se de uma política de malha aberta que resulta da atribuição de valores previstos às

variáveis aleatórias (vazões) do problema, possibilitando a obtenção da solução ótima com um modelo de otimização determinístico não linear a usinas individualizadas. Essa técnica de solução é aplicada em problemas de controle ótimo de processos industriais desde a década de 80 e mais recentemente vários autores tem se referido a ela como modelo de controle preditivo (MCP) [26][27][28]. Um estudo avaliando a aplicação do modelo MCP para a operação ótima de sistemas hidrotérmicos [29] concluiu que essa metodologia pode ter limitações, principalmente no que se refere à antecipação de contingências como enchentes ou falta de abastecimento. Entretanto os autores ressaltam que no caso do objetivo ser a geração de energia, essa abordagem pode produzir soluções sub-ótimas de muito boa qualidade.

Um esquema da simulação da operação baseada em MCP pode ser visto na Figura 1, para um dado estágio de tempo t .

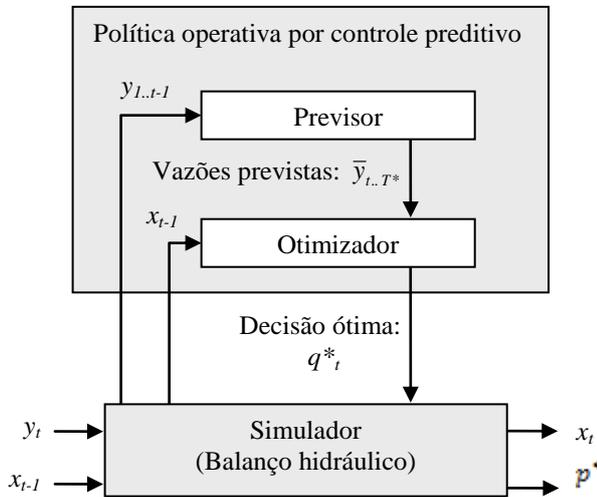


Figura 1. Diagrama esquemático do modelo ODIN.

Para cada estágio t de planejamento, o estado do sistema é observado e utilizado como condição inicial para a resolução de um problema de otimização determinística com um horizonte de otimização $[t, T^*]$. Essa otimização tem como base os valores esperados das vazões \bar{y} ao longo do horizonte de otimização e apenas a solução ótima do primeiro estágio, $q^*_{i,t}$, é selecionada para atuar no sistema.

No simulador o balanço hidráulico e o atendimento das restrições operativas são verificados dado a ocorrência da vazão de simulação y_t e a aplicação da decisão ótima $q^*_{i,t}$. Dessa forma, no estágio seguinte, $t+1$, o novo estado do sistema é observado e a previsão das vazões é atualizada, com base nas últimas informações disponíveis, ou seja volume atual dos reservatórios e a vazão do estágio anterior. Esse procedimento de previsão/otimização/atualização é repetido até o fim do horizonte de planejamento, estágio T .

Neste trabalho, o horizonte de tempo considerado pelo modelo de otimização e o estado final de armazenamento dos reservatórios foram selecionados de forma a maximizar o desempenho da abordagem.

A. Modelo de Otimização

O problema de otimização da operação energética de um

sistema hidrotérmico de potência pode se formulado em sua versão determinística como se segue:

Objetivo:

$$\text{Min}_q \sum_{t=1}^T \left\{ \lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_{j,t} \cdot z_{j,t} \right\} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$z_t + p_t = D_t \quad \forall t \quad (2)$$

Restrições Termelétricas:

$$z_t = \sum_{j=1}^J z_{j,t} \quad \forall t \quad (3)$$

$$Z_{j,t}^{\min} \leq z_{j,t} \leq Z_{j,t}^{\max} \quad \forall j, t \quad (4)$$

Restrições Hidrelétricas:

$$p_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} + P_{C,t} \quad \forall t \quad (5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (6)$$

$$h_{i,t} = h_{M_i}(x_{i,t}^{med}) - h_{J_i}(u_{i,t}) - h_{P_i}(q_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (8)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} - U_{C_{i,t}} \right) \gamma_i \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (10)$$

$$X_{i,t}^{\min} \leq x_{i,t} \leq X_{i,t}^{\max} \quad \forall i, t \quad (11)$$

$$u_{i,t} \geq U_{i,t}^{\min} \quad \forall i, t \quad (12)$$

$$q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max}(h_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (14)$$

Onde:

T : número de estágios do horizonte de planejamento;

I : número de usinas hidrelétricas do sistema;

J : número de usinas termelétricas do sistema;

(i, t) : usina i durante o estágio t ;

λ_t : coeficiente de atualização dos custos para valor presente;

ψ : custo unitário de geração termelétrica [R\$/MW];

z : geração termelétrica [MW];

Z^{\min}, Z^{\max} : limites de geração termelétrica [MW];

p : geração hidrelétrica [MW];

P_C : geração de pequenas usinas [MW];

D : consumo de energia elétrica do sistema [MW];

k : constante de produtividade específica [MW/m³/s/m];

h : altura de queda líquida do reservatório[m];

$h_M(x)$: função que descreve a cota de montante [m];

$h_J(u)$: função que descreve a cota de jusante [m];

h_P : perda de carga hidráulica da usina [m];

x : volume do reservatório no final do estágio t [hm³];

x^{med} : volume médio do reservatório para estágio t [hm³];

U_C : retirada de vazão destinada a uso consuntivo[m³/s];

u : vazão defluente do reservatório [m³/s];

q : vazão turbinada do reservatório [m³/s];

v : vazão vertida do reservatório [m^3/s];
 y : vazão incremental afluyente do reservatório [m^3/s];
 γ : parâmetro de conversão de vazão (m^3/s) em volume (hm^3);
 Ω_i : conjunto de usinas imediatamente à montante da usina i ;
 X^{\min}, X^{\max} : limites para operação do reservatório [hm^3];
 U^{\min} : vazão defluente mínima [m^3/s];

O custo operacional ψ_j representa o custo de geração térmica complementar realizada por uma usina térmica j . Os custos associados à importação de mercados vizinhos e ao déficit de energia (acionamento) podem ser modelados de modo semelhante. O custo associado à geração hidrelétrica é, geralmente, muito baixo em relação ao custo da geração termelétrica e foi desprezado nesse modelo. O coeficiente λ_t representa a atualização para valor presente dos custos mensais de complementação não hidráulica, sendo dependente da taxa de juros adotada.

A equação (2) garante o atendimento do mercado total de energia D_t , pela soma das gerações hidrelétrica, p_t , e termelétrica, z_t , totais produzidas em um dado estágio t .

As equações (3) e (4) compõem as restrições termelétricas. A faixa de operação de uma usina termelétrica j , em um estágio t , tem seu limite mínimo de geração definido por restrições operativas ou por contratos de fornecimento de combustível (inflexibilidade térmica), se houver, e seu limite máximo dado pela geração disponível da usina, que é dada pela potência instalada abatendo-se fatores de capacidade máxima e indisponibilidade de máquinas.

As equações (5) a (14) definem as restrições hidrelétricas. A geração hidrelétrica total do sistema é dada, na equação (5), pela soma das energias fornecidas por cada usina hidrelétrica (UHE) acrescida do termo $P_{Cs,t}$, que representa a energia fornecida por pequenas centrais, não consideradas na configuração despachada pelo operador nacional do sistema (ONS).

A geração hidrelétrica $p_{i,t}$ em cada usina i no estágio de tempo t é representada pela equação (6), sendo essa uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório $x_{i,t}$ e das vazões turbinada $q_{i,t}$ e vertida $v_{i,t}$ da usina. Na equação (7), a cota de montante $h_M(x)$ e a cota de jusante $h_J(u)$ são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e da vazão defluente, respectivamente. A função de perda de carga hidráulica $h_p(q)$ representa a perda, em metros, associada ao atrito entre a água e as paredes da tubulação de adução, podendo ser uma função quadrática da vazão turbinada, um valor constante ou uma porcentagem da altura bruta, dependendo da usina.

A Equação (9) representa o balanço de conservação de água nos reservatórios, onde a vazão defluente $u_{i,t}$ é dada pela equação (10). A evaporação de água do reservatório foi desconsiderada na otimização, mas foi devidamente calculada durante a simulação.

Os limites operativos de volume e vazões defluentes dos reservatórios foram indexados no tempo, nas equações (11) a (14), para permitir a consideração de restrições de usos múltiplos da água. O limite mínimo de operação de um

reservatório pode variar no tempo em função, por exemplo, do uso do reservatório para fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias (volume de espera).

O modelo de otimização foi resolvido utilizando um algoritmo de otimização não linear determinístico a usinas individualizadas baseado em fluxo em rede com uma função de custo convexa não linear e arcos capacitados [16].

B. Modelo de Previsão de Vazões

Nesse trabalho os valores previstos das séries de vazões afluentes foram dados pelas médias de longo termo (MLT) das vazões naturais históricas registradas de 1931 a 2010. Dessa forma a metodologia não se beneficia da realimentação para atualização da tendência hidrológica, o que significa que o desempenho da abordagem determinística aqui implementada deve ainda melhorar significativamente com o uso de técnicas de previsão mais eficientes. Esse benefício já foi verificado em estudos de menor porte [21][22].

C. Modelo de Avaliação Elétrica

O modelo para determinação do fluxo de potência de corrente contínua (FPOCC) pode ser formulado como o seguinte modelo de fluxos em redes com restrições adicionais de igualdade e desigualdade e função objetivo quadrática separável.

$$\text{Min } \alpha\phi_1(f) + \beta\phi_2(p) \quad (15)$$

$$Af = Ep - d \quad (16)$$

$$LXf = \varphi \quad (17)$$

$$p^{\min} \leq p \leq p^{\max} \quad (18)$$

$$f^{\min} \leq f \leq f^{\max} \quad (19)$$

Onde:

- m : número de ramos;
- n : número de barras;
- l : número de ciclos independentes;
- g : número de barras geradoras;
- A : matriz de incidência barra-ramo ($n \times m$);
- L : matriz de ciclos independentes ($l \times m$);
- X : matriz diagonal de reatâncias ($m \times m$);
- R : matriz diagonal de resistências ($m \times m$);
- E : matriz ($n \times g$) formada por elementos $E_{i,j}$ que são iguais a 1 se a barra geradora j é conectada à barra i , caso contrário é igual a zero;
- p : vetor de geração de potência ativa ($g \times 1$);
- d : vetor de carga ativa ($n \times 1$);
- f : vetor de fluxo de carga ativa ($m \times 1$);
- φ : vetor cujo i -ésimo elemento corresponde a soma das defasagens no i -ésimo laço ($l \times 1$);
- f^{\min}, f^{\max} : vetores de limite do fluxo de potência ativa;
- p^{\min}, p^{\max} : vetores de limite de geração de potência ativa;
- α, β : escalares para ponderação dos termos na função objetivo;
- ϕ_1 função associada ao vetor de fluxo de potência ativa;
- ϕ_2 função associada ao vetor de geração de potência ativa;

A Equação (16) corresponde ao balanço nodal de acordo com a lei de Kirchhoff da Corrente (LKC), enquanto a equação (17) representa as equações dos laços independentes, em acordo com a lei de Kirchhoff da voltagem (LKV).

As Equações (18) e (19) representam, respectivamente, os limites para a geração de potência ativa nas barras geradoras e para o fluxo de potência ativa nos ramos. Os limites de transmissão são impostos diretamente sobre as variáveis de fluxo de potência, o que constitui uma das principais vantagens oferecidas pela modelagem por fluxo em redes e que é preservada pelo método de solução empregado.

A função objetivo (15) corresponde a associação de dois diferentes critérios, o primeiro depende do fluxo de potência, $\phi_1(f)$, e o segundo da geração, $\phi_2(p)$. Os dois critérios são representados por funções quadráticas separáveis, e podem ser combinadas utilizando pesos α e β como em um contexto de otimização bi-objetivo.

$\phi_1(f)$ é uma função quadrática separável expressa por:

$$\phi_1(f) = \frac{1}{2} f^t m_1 f + m_2^t f + m_3 \quad (20)$$

onde m_1 , m_2 e m_3 são uma matriz diagonal, um vetor e um escalar, respectivamente. Considerando $m_1=R$, $m_2=0$ e $m_3=0$, a função $\phi_1(f)$ representa uma aproximação com as perdas ativas de transmissão.

$\phi_2(p)$ é uma função quadrática separável expressa por:

$$\phi_2(p) = \frac{1}{2} p^t n_1 p + n_2^t p + n_3 \quad (21)$$

onde n_1 , n_2 e n_3 são uma matriz diagonal, um vetor e um escalar, respectivamente. Considerando n_1 , n_2 e n_3 , a função $\phi_2(p)$ representa os custos quadráticos de geração.

A função $\phi_2(p)$ ainda pode representar o desvio quadrático em relação a um ponto de operação de um despacho desejável. Em tal caso $\phi_2(p)$ será dada por:

$$\phi_2(p) = (p - p^*)^t W (p - p^*) \quad (22)$$

onde W é uma matriz diagonal cujos componentes w_i funcionam como termos de penalidade associados ao desvio de um geração desejada p^* . A equivalência entre as equações (21) e (22) ocorre se $n_1=W$, $n_2 = -p^{*t}W$ e $n_3 = \frac{1}{2} p^{*t}Wp^*$.

O modelo FPOCC foi resolvido por método de pontos interiores (MPI), uma técnica de solução que tem se mostrado robusta e eficiente na solução de problemas de fluxo de potência ótimo [30][31]. Além disso MPI tem sido aplicado com sucesso na área de análise de fluxo de carga, sobretudo devido a sua habilidade para tratar problemas de grande porte.

III. ESTUDO DE CASO DE PLANEJAMENTO MENSAL DA OPERAÇÃO

O desempenho das políticas operativas foi comparado no sistema computacional de suporte à decisão HydroLab, desenvolvido na Unicamp. Neste sistema, dados e resultados completos podem ser visualizados de forma gráfica ou numérica, com métricas agrupadas por sistema e subsistema ou individualmente por usina. Na Figura 2 apresenta-se a

tela inicial de resultados do SIN, ilustrando a interface do sistema HydroLab.

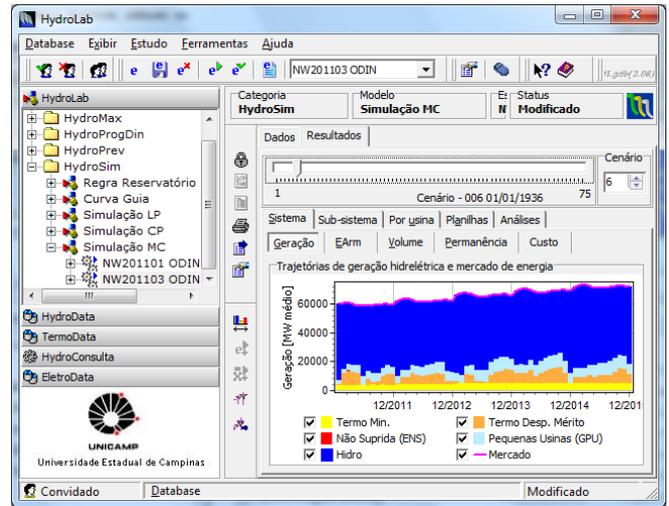


Figura 2. Captura de tela do sistema de suporte à decisão.

Um módulo de importação de dados foi implementado a fim de que o estudo de caso contemple todas as informações do deck do NEWAVE, tal como é disponibilizado pela CCEE¹. Da mesma forma, dados da rede elétrica de transmissão necessários para a validação com o modelo FPOCC também são importados para o sistema a medida que são disponibilizados pelo ONS².

Um diagrama esquemático do processo de importação de dados e resultados oficiais para o sistema de suporte a decisão é apresentado na Figura 3.

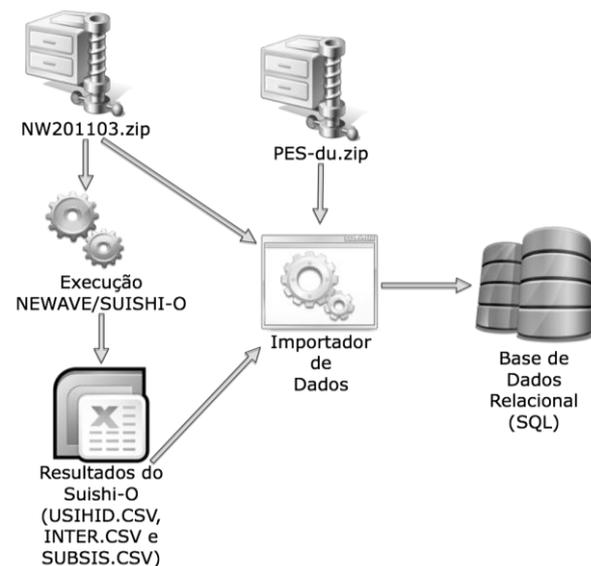


Figura 3. Diagrama esquemático da importação de dados oficiais do SEB.

Neste trabalho foi importado o deck de dados da operação referente ao PMO de março de 2011 (NW201103.zip), que considera a evolução dinâmica do parque gerador e do mercado programados até dezembro de 2015, compreendendo um horizonte de planejamento de 58 meses. Para simulação, foram adotadas as 75 séries hidrológicas compreendidas no histórico validado de vazões (1931 a

¹ <http://www.ccee.org.br>

² http://www.ons.org.br/operacao/regime_permanente.aspx

2009), com início em março de cada ano duração de 58 meses.

Os dados da rede elétrica foram obtidos pela importação do arquivo "PES-du.zip" que traz a topologia da rede elétrica do SIN detalhando dados de barra (potência de geração, tipo de barra e dados de tensão) e dados de linha (características e limites).

Para possibilitar a avaliação de desempenho da política ODIN em relação a abordagem em vigor no setor elétrico brasileiro (SEB), o conjunto de soluções para séries históricas previamente determinado pelo modelo SUISHI-O, acoplado às funções de custo futuro provenientes do modelo NEWAVE, foi inserido no sistema Hydrolab.

O modelo de simulação calcula a geração hidrelétrica e consiste o balanço hidráulico verificando o atendimento das restrições, conforme as equações (6)-(14). Além disso, totaliza a geração hidrotérmica por subsistema e valida a solução da política quanto a limites de intercâmbio e atendimento às demandas locais dos subsistemas, por meio de heurísticas [32]. Dessa forma o sistema atende aos requisitos básicos do SEB informando métricas de desempenho por subsistema, tais como estimativa do risco de não suprimento do mercado, custos marginais esperados (CMO), evolução da energia armazenada e fluxos entre os subsistemas.

Nos itens seguintes os resultados de simulação do planejamento segundo a metodologia ODIN serão apresentados sob a ótica do sistema, dos subsistemas, e para algumas usinas hidrelétricas individualmente. Todos os gráficos e métricas apresentados foram exportados diretamente do sistema de suporte a decisão HydroLab.

A operação determinada pelo modelo NEWAVE, desagregada pelo modelo SUISHI-O, representando a metodologia em vigor no SEB, foi verificada no ambiente de simulação e será referida na seção seguinte por NW-SUISHI.

A. Resultados para o SIN

Na Tabela 1 encontra-se um resumo dos resultados da simulação para os 75 cenários históricos de vazões, segundo as abordagens NW-SUISHI e ODIN para o SIN. São apresentados os valores médios de geração hidrelétrica, energia armazenada final e custo da operação, atualizado a uma taxa de desconto de 12% ao ano.

Tabela I. Resultados Estatísticos Gerais das Simulações.

	Custo (Bilhões R\$)	Geração Hidrelétrica (MWmédio)	EArm Final (MWmês)
NW-SUISHI	29,171	51.082,0	98.409,6
ODIN	26,895	51.408,0	145.562,5
ODIN/NW-S	-7,8%	0,6%	47,9%

Os resultados indicam que a abordagem ODIN obteve um custo total de operação 7,8% menor com um incremento na geração hidráulica de 326,0 MW por mês. Ainda, a abordagem proposta deixou o SIN com quase 48% mais energia armazenada ao final do período de planejamento de 58 meses.

Esse resultado é consequência de uma operação mais eficiente das usinas hidrelétricas, que em geral operaram com maior armazenamento. Assim, o modelo ODIN consegue alcançar uma maior produtividade nas usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, atender a demanda gastando menos água dos reservatórios, o que também proporciona uma operação mais segura do SIN.

Nas Figuras 4, 5 e 6 são apresentados, respectivamente, os gráficos das trajetórias médias de geração hidrelétrica, de geração termelétrica e de custo da operação, para os modelos simulados.

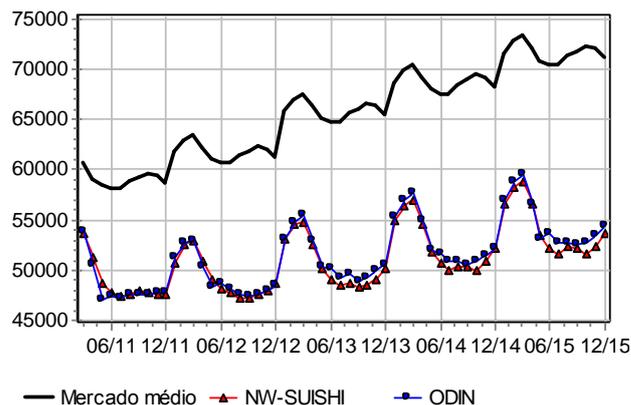


Figura 4. Geração hidrelétrica média.

Na Figura 4 pode-se observar que ambas as políticas seguem um mesmo padrão sazonal na geração hidrelétrica, acompanhando a oscilação de mercado ao longo dos anos e atingindo picos de geração no mês de março. A geração hidrelétrica média obtida com o modelo ODIN é superior ao longo de quase todo o horizonte de planejamento, sobretudo nas estações de seca, de maio a novembro, quando se nota um maior distanciamento entre as curvas.



Figura 5. Geração termelétrica média.

Bastante reduzido em comparação ao parque gerador hidrelétrico, o parque gerador termelétrico complementa o primeiro no atendimento ao mercado. Pode-se observar na Figura 5 que, o modelo ODIN indica um despacho termelétrico menor que aquele indicado pelo modelo NW-SUISHI, exceto pelo primeiro ano do planejamento e os meses de abril e maio do segundo ano.

Como o custo da operação durante a simulação é dado pelo despacho termelétrico, considerando os custos unitários informados para as usinas termelétricas, verifica-se no gráfico da Figura 6 um padrão bastante semelhante ao da

geração termelétrica.

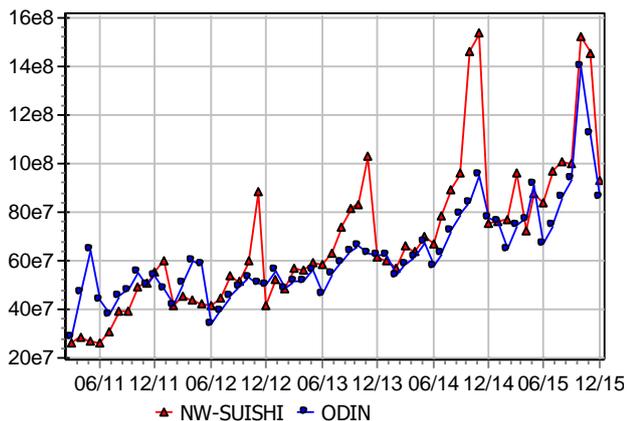


Figura 6. Custo esperado da operação.

Pode-se observar um custo esperado de operação mais elevado no primeiro ano com a política ODIN, entretanto a abordagem NW-SUIISHI apresenta picos de custo muito elevado nos meses de outubro e novembro, a partir do segundo ano de planejamento, atingindo cerca de 1,6 bilhões de reais nos anos finais. Dessa forma, pode-se dizer que o modelo ODIN antecipa e distribui melhor a complementação não hidráulica, evitando esses picos e reduzindo o custo total da operação.

Para fornecer uma ideia dos benefícios da abordagem ODIN em cada cenário, no gráfico da Figura 7 apresentam-se as diferenças em custo (NW-SUIISHI menos ODIN) por cenário simulado. As diferenças na energia armazenada do sistema ao final do período de planejamento foram uniformemente distribuídas ao longo dos 58 meses e multiplicadas pelo custos marginais médios, sendo tal resultado somado aos custos operativos originais do ODIN, a fim de estabelecer uma base de comparação justa.

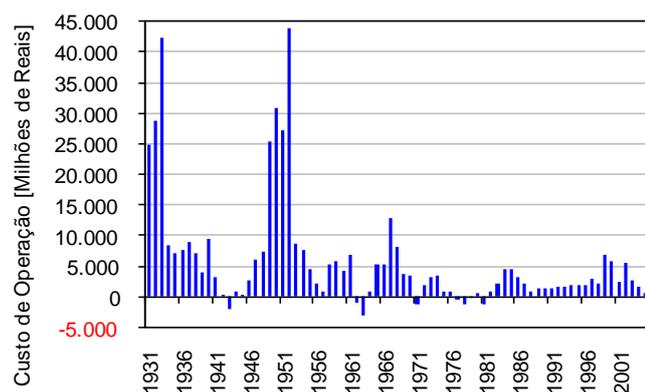


Figura 7. Custo atualizado da operação por cenário.

Como pode ser observado, o modelo ODIN fornece uma operação mais econômica para a grande maioria dos cenários hidrológicos simulados. O benefício médio esperado com o uso da abordagem ODIN é de aproximadamente R\$ 5,9 bilhões, parte decorrente da otimização da complementação termelétrica e parte economizada como energia armazenada.

Na Figura 8 é apresentado o gráfico de evolução da energia armazenada média do SIN resultante da operação com as duas metodologias.

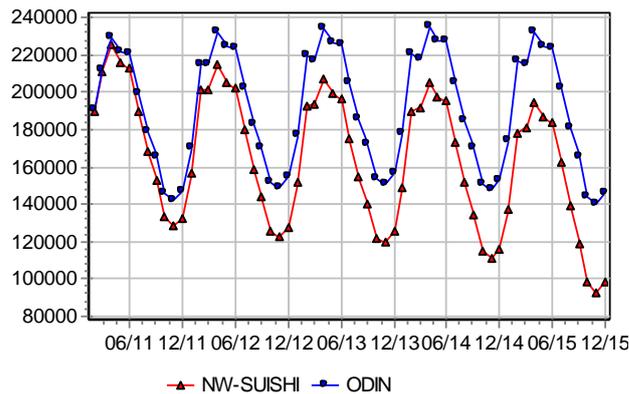


Figura 8. Energia armazenada média.

Observando-se as trajetórias de energia armazenada, verifica-se que o modelo ODIN mantém um estoque de energia armazenada superior ao modelo NEWAVE ao longo de todo o período de planejamento, devido à maior produtividade com que as usinas hidrelétricas operam sob essa política operativa. Pode-se ainda observar que a operação com o modelo ODIN é capaz de recuperar a energia armazenada anualmente, ao final do período de seca (mês de maio), enquanto a operação com o modelo NW-SUIISHI reduz sistematicamente o estoque de energia do sistema a cada ano, caracterizando uma política operativa que não se sustenta a longo prazo.

Esse é um aspecto particularmente importante de se destacar no estudo de caso realizado. Aparentemente, a solução do modelo NW-SUIISHI para o horizonte de cinco anos ainda não encontrou um regime permanente de operação, como a solução do modelo ODIN, operando o SIN na direção do esgotamento dos reservatórios. Isso significa também que a operação segundo o modelo NW-SUIISHI é menos segura que a do modelo ODIN, pois faz uso da água armazenada no sistema além do que seria sustentável a longo prazo, expondo o sistema a riscos maiores de racionamento.

B. Resultados por Subsistema

Em aderência às premissas do SEB, são apresentadas métricas e resultados para cada subsistema que compõe o SIN, ou seja, Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N).

Nas Tabelas II e III apresentam-se a média e o desvio padrão do custo marginal da operação (CMO) por subsistema, respectivamente.

Tabela II. Valor esperado do custo marginal da operação por subsistema

	SE/CO (R\$/MWh)	S (R\$/MWh)	NE (R\$/MWh)	N (R\$/MWh)
NW-SUIISHI	160,74	158,56	100,99	134,22
ODIN	128,18	128,24	126,08	127,27

Tabela III. Desvio padrão do custo marginal da operação por subsistema

	SE/CO (R\$/MWh)	S (R\$/MWh)	NE (R\$/MWh)	N (R\$/MWh)
NW-SUIISHI	74,67	73,71	25,61	69,08
ODIN	35,14	35,05	33,34	35,07

Pode-se observar que a metodologia ODIN fornece menor CMO em média, considerando os 75 cenários históricos, para os subsistemas SE/CO (20%), S (19%) e N (5%) assim como menor desvio padrão, aproximadamente 50%, o que indica menor volatilidade de preços com o uso dessa metodologia. No subsistema NE apresenta-se o inverso e a metodologia NW-SUISHI apresenta menor CMO (25%) e desvio padrão (30%).

No gráfico da Figura 9 apresentam-se as trajetórias de CMO no subsistema SE/CO para ambas as abordagens simuladas.

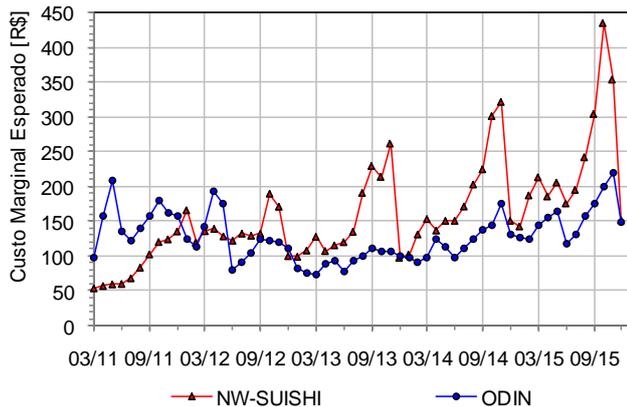


Figura 9. CMO médio para subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Como pode ser observado, o modelo NW-SUISHI indica menores valores de CMO no início do período de planejamento com elevados picos entre setembro e novembro nos três últimos anos do período de planejamento. O modelo ODIN, em contrapartida, proporciona valores de CMO mais baixos e mais estáveis a partir de meados do segundo ano de planejamento. Esse fato decorre da menor oferta de geração hidráulica do modelo ODIN no início do período de planejamento a fim de recuperar os armazenamentos do sistema para possibilitar a operação num estado de maior eficiência.

Na Tabela IV apresentam-se os valores percentuais médios da energia armazenada final por subsistema, mostrando que a metodologia ODIN agrega mais segurança a todos os subsistemas, ao deixá-los com maiores reservas energéticas ao final do período de planejamento.

Tabela IV. Energia armazenada final média por subsistema

	SE/CO (%)	S (%)	NE (%)	N (%)
NW-SUISHI	41,50	50,40	11,20	20,70
ODIN	53,20	73,90	36,00	59,50

As diferenças de energia armazenadas são bastante expressivas sobretudo nos subsistemas NE e N, onde as reservas energéticas finais segundo o modelo ODIN são mais que o dobro daquelas indicadas pelo modelo NW-SUISHI. Nesse caso é necessário avaliar com ponderação a questão do CMO no subsistema NE, já que a redução da geração nesse subsistema, e conseqüente aumento de custo operativo, se deu para o benefício de elevar sua energia armazenada.

Nas Figuras 10 e 11 são apresentados gráficos dos fluxos médios de energia recebida de outros subsistemas (importação) e enviada para outros subsistemas (exportação) considerando os subsistemas Norte e Sul segundo a metodologia ODIN ao longo do horizonte de planejamento. Tais fluxos são resultantes dos balanços energéticos dos subsistemas, descontando-se as demandas locais, e está consistente com os limites declados para as interligações.

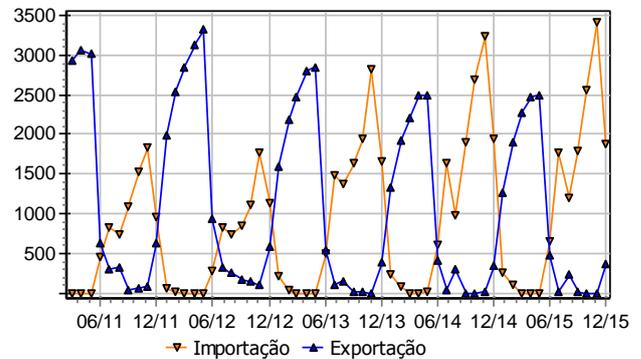


Figura 10. Intercâmbio de Energia médio do subsistema Norte.

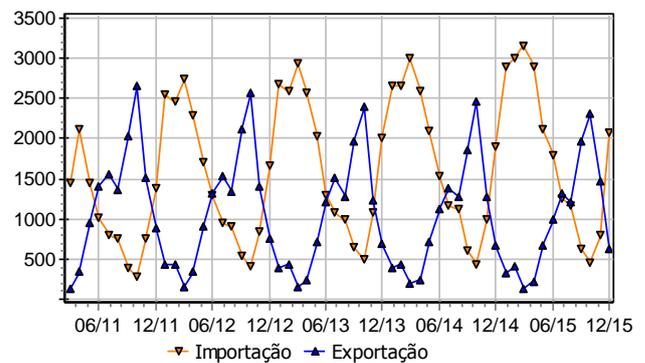


Figura 11. Intercâmbio de Energia médio do subsistema Sul.

É possível observar pelo perfil das curvas uma alternância sazonal entre as tendências a importação e exportação. No período de janeiro a maio, que se inclui na estação úmida da região Norte, este subsistema é fortemente exportador, ao passo que nos demais meses do ano, este é claramente um importador de energia dos demais subsistemas. Este subsistema está conectado diretamente aos subsistemas NE e SE/CO. No subsistema Sul, apresenta-se exatamente o oposto, sinalizando que estes subsistemas operam em parceria para complementar seus mercados locais devido à variação sazonal das vazões. Este subsistemas está conectado diretamente apenas ao subsistema SE/CO. A topologia de ligação entre os subsistemas poderá ser observada mais adiante na Figura 17.

C. Resultados por Usina

Para ilustrar os resultados das simulações por usina, foram escolhidas quatro importantes UHEs, Emborcação, Foz do Areia, Sobradinho e Serra da Mesa, localizadas em diferentes regiões brasileiras.

Nas Figuras 12 a 15 apresentam-se os gráficos das trajetórias médias de volume armazenado nos reservatórios dessas UHEs resultantes da simulação com cenários de vazões históricas com ambas as abordagens consideradas.

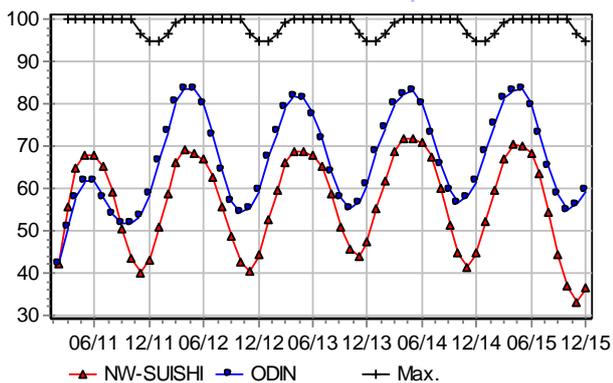


Figura 12. Armazenamento médio da UHE Emborcação.

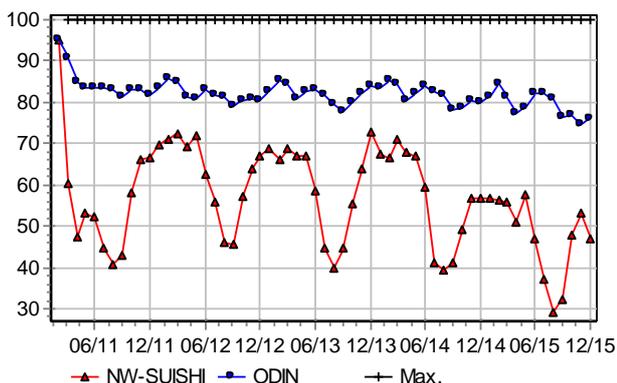


Figura 13. Armazenamento médio da UHE Foz do Aréa.

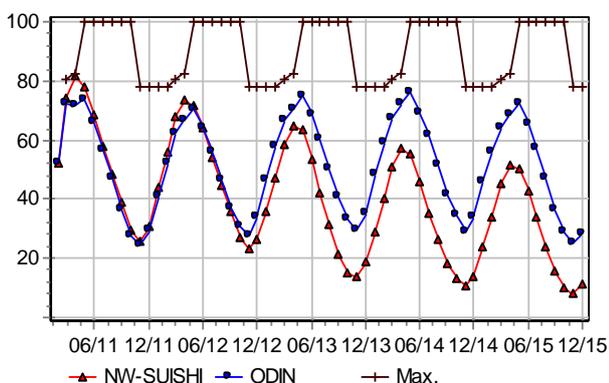


Figura 14. Armazenamento médio da UHE Sobradinho.

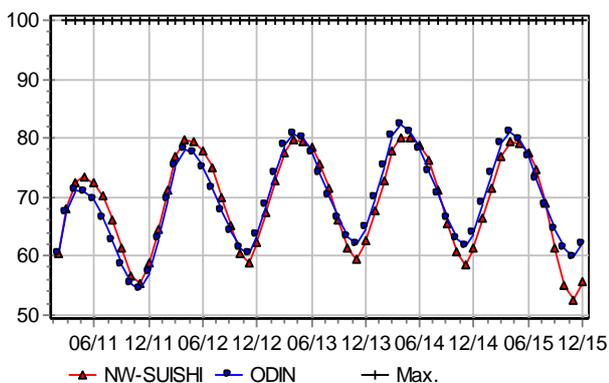


Figura 15. Armazenamento médio da UHE Serra da Mesa.

De uma maneira geral pode-se concluir que, relativamente ao modelo NW-SUISHI, o modelo ODIN opera as usinas hidrelétricas com mais água armazenada em seus reservatórios e conseqüentemente com maior

produtividade. Dessa forma é possível gerar mais energia, economizando os recursos hídricos e reduzindo significativamente os custos operativos do SIN.

De fato, existe uma diferença estratégica entre as metodologias no que se refere a operação de reservatórios: o modelo ODIN sempre tenta aumentar o nível de armazenamento dos reservatórios, especialmente daqueles que processam maiores vazões (reservatórios a jusante). Isso é um resultado do chamado "efeito cota" que só pode ser reproduzido pela modelagem não linear da função de produção (eq. (6)-(7)), que traduz o benefício de aumentar a altura de queda para gerar mais energia com uma descarga de água limitada.

IV. ESTUDO DE CASO DE AVALIAÇÃO ELÉTRICA

A avaliação quanto ao atendimento de restrições elétricas foi feita para o mês de março de 2011, considerando os cenários hidrológicos. O despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas resultante da simulação com a metodologia ODIN, foi submetido ao modelo FPOCC com o intuito de verificar a qualidade da geração proposta em termos da viabilidade para distribuir a energia ao longo do sistema de transmissão, considerando uma representação detalhada da rede elétrica (6276 ramos e 4515 barras).

Nessa etapa, o FPOCC foi usado para determinação do fluxo de carga, resolvendo o problema descrito nas equações (15) a (17) com a função objetivo de minimização do desvio quadrático em relação ao despacho de geração pré-definido pelo ODIN, p^* (eq.(22)). Os limites de transmissão foram então desconsiderados.

A execução do modelo para cada cenário levou aproximadamente 10 segundos (máquina Intel Core 2 Duo 2.2GHz) e o número de violações para o mês de março de 2011 foi em média 31 violações em um total de 6276 ramos considerados.

Na Figura 16 é apresentado o gráfico do número de violações no mês de março de 2011 para os 75 cenários hidrológicos simulados, onde o maior número de violações às restrições de fluxo foi 47, registrado no cenário que se inicia em 1943 e o menor número de violações foi 19, registrado nos cenários que se iniciam em 1953 e 1955.

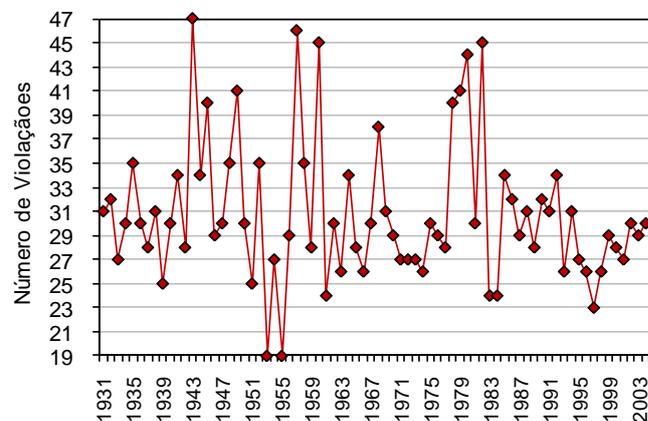


Figura 16. Número de violações por cenário de vazão.

Dois estudos de casos foram criados com o intuito de

A Figura 19 e a Tabela VI fornecem uma visão geral sobre as principais diferenças entre o estudo de caso I (ECI) e o estudo de caso II (ECII), apresentando as UHEs com variação entre os dois estudos maior que 20 MW. Nota-se que a maior redução na potência gerada ocorreu para usina “Paulo Afonso 123” (201,38MW), assim como o maior incremento na potência gerada ocorreu para usina “Cach. Dourada” (20,39 MW).

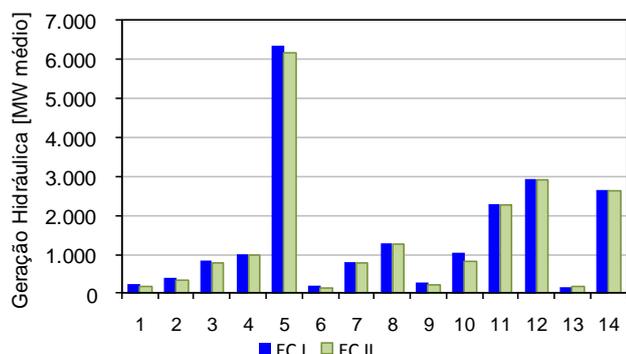


Figura 19. Usinas hidrelétricas com diferenças entre as injeções de potência fornecidas por ECI e ECII maiores que 20 MW.

Tabela VI. Comparação entre os valores injeções de potência das usinas hidrelétricas para o ECI e ECII.

UHE	Nome	EC I (MW)	EC II (MW)	Diferença (MW)
1	Cana Brava	254,35	170,00	84,35
2	Peixe Angical	417,09	350,00	67,09
3	Lajeado	830,06	802,18	27,88
4	Estreito	989,36	965,09	24,27
5	Tucuruí	6370,43	6189,55	180,88
6	Boa Esperança	190,15	138,99	51,16
7	Sobradinho	820,19	795,55	24,64
8	Itaparica	1301,00	1256,44	45,46
9	Moxotó	263,88	219,16	44,72
10	P. Afonso 123	1033,71	832,33	201,38
11	P. Afonso 4	2288,12	2265,75	22,37
12	Xingó	2926,30	2904,11	22,19
13	Cach. Dourada	154,22	174,61	-20,39
14	Ilha Solteira	2664,48	2638,90	25,58

Observou-se que 12 usinas hidrelétricas entre as 14 que tiveram valores de injeções de potência mais significativamente alterados encontram-se diretamente ligadas à chamada "Interligação Norte Sul". É interessante destacar que essas usinas estão localizadas nas principais bacias hidrográficas das regiões Norte (Rio Tocantins) e Nordeste (Rio São Francisco) do Brasil e seu acoplamento hidráulico pode ser observado no diagrama esquemático da Figura 20.

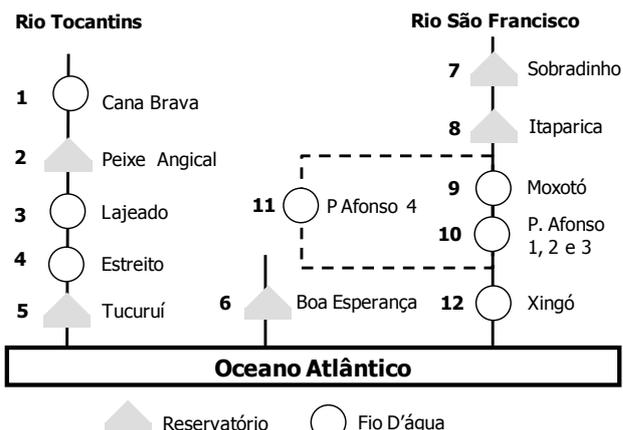


Figura 20. Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas.

A Tabela VII apresenta as usinas termelétricas (UTE) com variação entre os estudos ECI e ECII maior que 6 MW. Nota-se que a maior redução na potência gerada ocorreu para a usina “TermoPE” (44,92 MW), enquanto o maior incremento de potência gerada ocorreu para a usina “T. Norte 2” (9,28 MW).

Tabela VII. Comparação entre os valores de injeções de potência das usinas termelétricas para o ECI e ECII.

UTE	Nome	EC I (MW)	EC II (MW)	Diferença (MW)
1	Nova Pirat	0,18	6,60	-6,42
2	Norteflu-1	399,95	406,06	-6,11
3	TermoPE	348,82	303,90	44,92
4	T. Norte 2	0,18	9,46	-9,28

Dado que diferenças significativas no despacho hidrotérmico apresentado pelos estudos ECI e ECII foram restritas apenas a algumas usinas dentre um parque gerador composto por aproximadamente 290 usinas (hidrelétricas e termelétricas) pode-se afirmar que, o re-despacho do modelo ODIN visando à factibilidade elétrica requereu pequenas correções, indicando pouco conflito ente o despacho energético e o despacho elétrico do SIN, segundo o modelo ODIN.

V. CONCLUSÕES

Esse artigo apresentou a metodologia ODIN para o planejamento da operação energética do sistema interligado nacional, em desenvolvimento na UNICAMP com o apoio do projeto estratégico ANEEL.

Essa abordagem se baseia em modelo de controle preditivo onde a cada estágio a decisão operativa é fornecida por um modelo de otimização determinístico não linear com representação individualizada do parque gerador alimentado por previsão de vazões.

A avaliação da abordagem é feita comparativamente à metodologia em vigor, representada pelo modelo NEWAVE, utilizando-se o modelo SUISHI-O para determinação da solução a usinas individualizadas.

Os testes se deram em um ambiente de simulação, considerando os 75 cenários contidos nos registros

históricos de vazões afluentes, para o deck de dados referente ao PMO de março de 2011 (NW201103).

O modelo ODIN mostrou-se em geral mais eficiente e seguro que a metodologia em vigor. A metodologia proposta proporciona mais segurança para o sistema à medida que mantém os reservatórios mais cheios na maioria absoluta dos 75 cenários hidrológicos simulados, o que ainda acarreta no aproveitamento mais eficiente dos recursos hídricos. Isso se refletiu num custo operativo 7,8% menor em média, assegurando 326MW/mês a mais de geração hidrelétrica do que a metodologia em vigor e quase 48% a mais de energia armazenada ao final do período de planejamento.

Considerando a avaliação elétrica das soluções para o mês de Março de 2011, o modelo FPOCC indicou um percentual de 0,49% de ramos violados em média. Pode-se afirmar que a solução fornecida pelo modelo ODIN é bem próxima daquela eletricamente factível, o que indica que pequenas alterações no despacho hidrotérmico seriam suficientes para atender integralmente às restrições elétricas da rede de transmissão.

Dando continuidade ao projeto de P&D, serão acoplados ao modelo ODIN um modelo de previsão de vazões afluentes baseado em técnicas de redes neurais e um modelo de otimização do despacho hidrotérmico baseado em métodos de pontos interiores, esperando aumentar ainda mais o benefício do uso dessa política operativa. Além disso, um ambiente de processamento paralelo está sendo implantado para possibilitar a avaliação das abordagens utilizando séries sintéticas.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem cordialmente a E. dos Santos e S. Uehara, da empresa cooperada CESP, pela execução dos casos de estudo com os modelos oficiais do SEB.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Belman, R. "Dynamic Programming", Princeton University Press, Princeton, NJ, 1962.
- [2] Harboe, R.C., Mobasher, F., Yeh, W. "Optimal Policy for Reservoir Operation", *Journal of the Hydraulics Division*, ASCE 96 (HY1), 1970.
- [3] Gablinger, M. and Loucks, D.P. "Markov Model for Flow Regulation", *Journal of the Hydraulics Division*, ASCE 96 (HY1), 1970.
- [4] J.W. Labadie "Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-art Review". *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130(2), 93-111, 2004.
- [5] Arvanitidis, N.V. and Rosing, J. "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(2): 319-326, 1970.
- [6] Arvanitidis, N.V. and Rosing, J. "Optimal Operation of Multireservoir System Using a Composite Representation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(2): 327-335, 1970.
- [7] Pereira, M.V. and Pinto, L.M.V.G. "Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach", *Water Resources Research*, 21(6): 779-792, 1985.
- [8] Turgeon, A., Charbonneau, R. "An Aggregation-Disaggregation Approach to Long-Term Reservoir Management", *Water Resources Research*, 34(12): 3585-3594, 1988.
- [9] Rotting, T.A., Gjelsvik, A. "Stochastic Dual Programming for Seasonal Scheduling in the Norwegian Power System", *IEEE Transactions on Power Systems*, 7: 273-279, 1992.
- [10] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damázio, A.C.G. Melo "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System", In: 14th PSCC Proceedings, Spain, June, pp. 1-7, 2002.
- [11] Pereira, M.V.F., Pinto, L.M.V.G. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning". *Mathematical Programming* 52(2), 359-375, 1991.
- [12] Terry, L.A., CEPEL, DENE/DPE/ELETOBRÁS e DEOP/DOS/ELETOBRÁS "Modelo a Sistema Equivalente-Descrição Geral", Relatório Técnico, CEPEL-ELETOBRÁS, 1980.
- [13] M. E. P. Maceira e J. M. Damázio "Use Of The Par(P) Model In The Stochastic Dual Dynamic Programming Optimization Scheme Used In The Operation Planning Of The Brazilian Hydropower System", *Journal of Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 20, pp. 143-156, Cambridge University Press, 2006.
- [14] M. V. F. Pereira, J. Rosenblatt, e L. A. Barroso, "Supply adequacy in the Brazilian power market," In Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004.
- [15] B. Bezerra, L.A. Barroso, M. Brito, F. Porrua, B. Flach, M.V. Pereira, "Measuring the hydroelectric regularization capacity of the Brazilian hydrothermal system," In, IEEE Power and Energy Society General Meeting, vol., no., pp.1-7, 25-29, July 2010
- [16] Oliveira, G.G., Soares, S., "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling", *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3): 1635-1641, 1995.
- [17] A.T. Azevedo, A.R.L. Oliveira, and S. Soares, "Interior point method for long-term generation scheduling of large-scale hydrothermal systems", *Annals of Operations Research*, pp.55-80, 2009.
- [18] Hanscom, M.L., Lafond, L., Lasdon, L.S., Pronovost, G. "Modeling and Resolution of the Deterministic Mid-Term Energy Production Problem for Hydro-Quebec System", *Management Science*, 26: 659-688, 1980.
- [19] Bissonnette, V., Lafond, L., Côté, G. "A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Quebec Production System", *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-1(2): 204-210, 1986.
- [20] Martinez, L., Soares, S. "Comparison Between Closed-Loop and Partial Open-Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling", *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2): 330-336, 2002.
- [21] M. Zambelli, I. Luna and S. Soares "Long-Term Hydropower Scheduling Based on Deterministic Nonlinear Optimization and Annual Inflow Forecasting Models" In: *IEEE 2009 PowerTech Conference*, pp1-8, Bucharest, RO, 2009
- [22] M. Zambelli and S. Soares "A Predictive Control Approach for Long Term Hydrothermal Scheduling", In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009, PSCE '09*, pp: 1-8, Seattle, WA 2009
- [23] Dembo, R.S. "Scenario Optimization", *Annals of Operations Research*, pp. 63-80, 1991.
- [24] Mulvey, J.M., Ruszczyński, A. "A New Scenario Decomposition Method for Large-Scale Stochastic Optimization", *Operations Research*, 43: 477-490, 1995.
- [25] Escudero, L.F., Fuente, J.L., Garcia, C., Pietro, F.J. "Hydropower Generation Management Under Uncertainty via Scenario Analysis and Parallel Computation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2): 683-689, 1996.
- [26] Allgower, F. e Zheng, A. "Nonlinear Model Predictive Control", Birkhäuser Basel, Boston, 2000.
- [27] E.F. Camacho e C. Bordons "Model Predictive Control" Springer, Berlin, 2004.
- [28] Rossiter, J. A. "Model-based Predictive Control: A practical approach", CRC Press, 2003.
- [29] Philbrick Jr., C.R., Kitanidis, P.K. "Limitations of Deterministic Optimization Applied to Reservoir Operations", *Journal of Water Resources Planning and Management*, 125(3): 135-142, 1999.
- [30] A.T. Azevedo, A.R.L. Oliveira, S. Soares, "Interior Point Methods for Large Scale DC Optimal Power Flow", In: 19th International Symposium on Mathematical Programming, Rio de Janeiro, Brazil, July 30 - August 4, 2006.
- [31] A.T. Azevedo, C.A. Castro, A.R.L. Oliveira, S. Soares, "Security constrained optimal active power flow via network model and interior point method", *SBA Controle & Automação*, ISSN 0103-1759, Volume 20, Number 2, pp. 206-216, 2009.
- [32] Zambelli, M.S. "Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo", Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Dezembro, 2009.