

Aprimoramento da Abordagem Não Linear Determinística no Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional^{*}

Marcus Felipy Glatz Rodrigues^{*} Secundino Soares^{**}
Thayze D’Martin Costa^{***}

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP

^{*} e-mail: marcus_felipy@hotmail.com

^{**} e-mail: dino@cose.fee.unicamp.br

^{***} e-mail: thayze@cose.fee.unicamp.br

Abstract: Due to the predominance of hydro generation in the National Interconnected System (SIN), the operational policy based on the non-linear deterministic approach for medium-term operation planning may present storable spills in conditions of excess water resources. This article introduces a penalty procedure that prevents storable spillage in these situations. A case study with the SIN illustrates the observed problem and the effectiveness of the penalty procedure for its solution.

Resumo: Em virtude da predominância de geração hidráulica no Sistema Interligado Nacional (SIN), a política operativa baseada na abordagem não linear determinística do planejamento da operação a médio prazo pode apresentar vertimentos armazenáveis em condições de excesso dos recursos hídricos. Este artigo introduz um procedimento de penalização do vertimento que evita a ocorrência de vertimento armazenável nessas situações. Um estudo de caso com o SIN ilustra o problema observado e a efetividade do procedimento de penalização adotado.

Keywords: hydrothermal scheduling, mid-term operation planning, nonlinear model predictive control, storable spillage, penalty procedure.

Palavras-chaves: programação hidrotérmica; planejamento de operação de médio prazo; modelo de controle preditivo não linear; vertimento armazenável; procedimento de penalidade.

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema elétrico de potência de grande porte com predominância de geração hidrelétrica, como mostra a matriz elétrica brasileira da Figura 1. Tendo em vista a predominância de geração hidrelétrica e a presença de grandes reservatórios de regularização plurianual, o planejamento da operação energética (POE) do SIN abrange horizontes de 5 (operação) e 10 anos (expansão) em base mensal. Como a geração hidrelétrica é uma função não linear e as vazões afluentes são aleatórias, o POE é um problema de otimização não linear estocástico de múltiplos estágios.

Neste artigo, uma política em malha aberta baseada em modelo de otimização não linear determinístico multiestágio, conhecida como Modelo de Controle Preditivo (MCP), é considerada para o POE do SIN. O MCP utiliza, como decisão a ser tomada em cada estágio da simulação, a solução do primeiro estágio do problema de otimização determinístico multiestágio usando previsão das vazões, sendo assim uma estratégia calculada em tempo de simulação ((Martinez and Soares, 2002), (Zambelli and Soares, 2009)).

^{*} Reconhecimento do suporte financeiro deve vir nesta nota de rodapé.

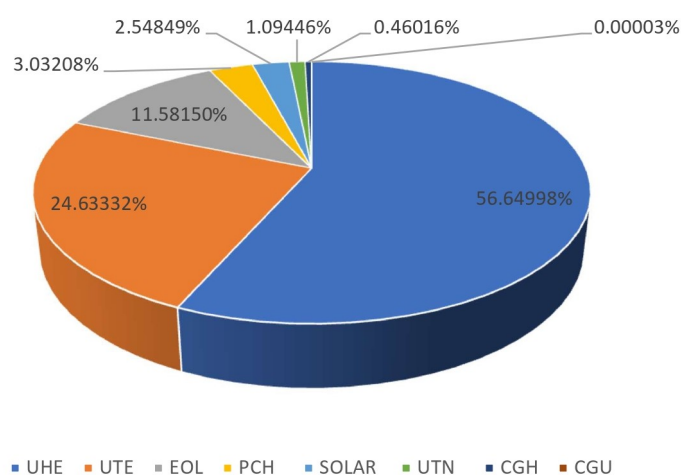


Figura 1. Matriz Elétrica Brasileira

Apesar do desempenho superior da política MCP em relação ao modelo oficial SUISEI-O em uso no Brasil (Zambelli et al., 2013), foram observados vertimentos armazenáveis em usinas hidrelétricas com reservatório. Isso ocorre em situações onde o atendimento da demanda do SIN é feito com geração térmica mínima, o que limita a geração hidráulica e acarreta a ocorrência de vertimentos. Essas situações não são tão raras no SIN, dada a baixa par-

ticipação da geração térmica no atendimento da demanda e a sua elevada inflexibilidade (geração térmica mínima).

O presente artigo revisita o MCP no POE do SIN (Zambelli and Soares, 2009), caracteriza as situações onde a decisão da política acarreta vertimentos armazenáveis, e propõe um procedimento de penalização dos vertimentos para a sua eliminação. Resultados numéricos com o deck de garantia física do leilão A-6 de 2018 comprovam a eficácia da política MCP para o POE do SIN e do procedimento proposto para a eliminação dos vertimentos armazenáveis.

2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

2.1 Modelo matemático

O POE, considerando o sistema de transmissão por um modelo de fluxo de carga DC, pode ser formulado como o seguinte modelo de otimização não linear estocástico de múltiplos estágios:

$$\min_{x,y,z,w} \mathbb{E} \left\{ \sum_{t=1}^T f(y_t) \right\} \quad (1)$$

sujeito a:

$$v_{t+1} = A.x_t + w_t \quad (2)$$

$$B.g(x_t) + G.y_t + H.z_t = l_t \quad (3)$$

$$L.diag(\chi).z_t = 0 \quad (4)$$

$$h(x_t) = h^f(v_t) - h^\tau(d_t + s_t) - h^l(d_t) \quad (5)$$

$$g(x_t) = diag(k).diag(h(x_t)).d_t \quad (6)$$

$$x_t \in \mathcal{X}_t \subset \mathbb{R}_+^{n_x}, y_t \in \mathcal{Y}_t \subset \mathbb{R}_+^{n_y}, z_t \in \mathcal{Z}_t \subset \mathbb{R}^{n_z} \quad (7)$$

$$\forall t \in \{0, 1, \dots, T\} \quad (8)$$

Parâmetros:

t	estágio (mês);
T	número de estágios (horizonte de planejamento);
χ	vetor de reatâncias dos ramos;
k	vetor de produtibilidade específica;
l_t	vetor de demanda de carga durante t .

Variáveis vetoriais:

y_t	geração térmica durante t ;
x_t	$[v_t', d_t', s_t']'$ variáveis hídricas durante t ;
v_t	volume no início de t ;
d_t	volume turbinado durante t ;
s_t	volume vertido durante t ;
w_t	volume de vazão afluente durante t ;
z_t	fluxo de energia durante t .

Dimensões:

n_y	número de usinas térmicas;
n_h	número de usinas hidrelétricas;
n_x	número de variáveis hidráulicas ($3n_h$);
n_z	número de ramificações;
n_b	número de barramentos;

n_l número de loops básicos.

Conjuntos:

\mathcal{X}	faixa de validade das variáveis hídricas;
\mathcal{Y}	faixa de validade das variáveis térmicas;
\mathcal{Z}	intervalo de validade das variáveis de fluxo de potência ativa.

Matrizes:

$diag(\xi)$	matriz diagonal onde o elemento (i, i) é ξ_i ;
$A_{n_b \times n_x}$	matriz $[IMM]$, onde I é a matriz identidade e M é a matriz de incidência do sistema de rede hidrelétrica;
$B_{n_b \times n_h}$	(0,1) matriz alocando usinas hidrelétricas para barramentos;
$G_{n_b \times n_y}$	(0,1) matriz alocando usinas térmicas para barramentos;
$H_{n_b \times n_z}$	matriz de incidência da rede de transmissão;
$L_{n_l \times n_z}$	(0,1,-1) matriz de loops básicos.

Funções:

$f : \mathbb{R}_+^{n_y} \rightarrow \mathbb{R}_+$	custo de geração térmica;
$g : \mathbb{R}_+^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}_+^{n_h}$	geração hidrelétrica;
$h : \mathbb{R}_+^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}_+^{n_h}$	altura de queda bruta;
$h^f : \mathbb{R}_+^{n_h} \rightarrow \mathbb{R}_+^{n_h}$	cota de montante do reservatório;
$h^\tau : \mathbb{R}_+^{2n_h} \rightarrow \mathbb{R}_+^{n_h}$	cota de jusante do canal de fuga;
$h^l : \mathbb{R}_+^{n_h} \rightarrow \mathbb{R}_+^{n_h}$	perdas do conduto forçado.

O POE é um modelo de otimização multiestágios cuja solução é uma política, ou seja, um procedimento de tomada de decisão, que para cada estágio, dadas as variáveis de estado (volume do reservatório e aflúncias passadas), fornece decisões de turbinagem e vertimento (com as respectivas gerações hidráulicas, gerações térmicas, e fluxos de potência ativa) (Powell, 2016).

O objetivo (1) é minimizar o valor esperado do custo de geração térmica ao longo do horizonte de planejamento, sendo a geração térmica descrita por uma função quadrática separável. O volume do reservatório evolui ao longo dos estágios, representado pela equação de balanço hídrico (2). O sistema de transmissão é representado por um modelo aproximado de fluxo de potência em corrente contínua, onde a 1ª Lei de Kirchhoff (LKC) é assegurada pela equação de balanço de potência (3), e a 2ª Lei de Kirchhoff (LKT) é estabelecida pela equação (4), através da imposição de diferença angular nula nos laços básicos da rede de transmissão.

Vale ressaltar que a demanda de carga atendida pelo sistema hidrotérmico é uma demanda líquida, descontando a geração não controlável, ou seja, aquelas que produzem energia sempre que o recurso esteja disponível, sem controle direto do operador, como as usinas eólicas e solares.

A altura de queda líquida nas usinas hidrelétricas é calculada como a diferença entre a altura de queda bruta e as perdas produzidas pelo conduto forçado (5). A altura de queda bruta é obtida através da diferença entre a cota de montante do reservatório e a cota de jusante do canal de fuga, dadas por funções polinomiais dependentes

do armazenamento e da defluência, respectivamente. As perdas de carga do conduto forçado podem ser funções polinomiais da turbinagem (no SIN são constantes ou proporcionais à queda bruta).

A geração hidrelétrica é uma função não linear proporcional ao produto da altura de queda líquida e da turbinagem (6). A produtividade específica k é assumida constante e é dada pelo produto da aceleração da gravidade, peso específico da água e eficiência média do gerador da turbina.

Finalmente, as restrições (7) representam os limites para as variáveis e (8) representa a replicação das restrições para todos os estágios t dentro do horizonte de planejamento T . Como pode ser visto, a não linearidade está presente em todas as funções do modelo do POE, como no custo de geração térmica, na cota de montante e cota de jusante, na perda de carga do conduto forçado, na altura de queda d'água líquida, e consequentemente na geração hidrelétrica.

2.2 Modelo de Controle Preditivo

A fim de preservar a representação não linear e o detalhamento do POE para sistemas de múltiplos reservatórios, a política considerada é dada por Modelo de Controle Preditivo (MCP) (Rawlings and Mayne, 2015), que é uma política de controle de malha aberta para modelos de otimização estocástica multiestágio. O MCP também é conhecido como otimização determinística com horizonte rolante Bertsekas (2005), ou ainda política olhando à frente deterministicamente (Powell and Meisel (2016)). Políticas determinísticas se mostraram competitivas em relação a políticas estocásticas para sistemas de reservatório único em regime permanente (Costa and Soares, 2021), o que reforça a potencialidade da política MCP para sistemas de múltiplos reservatórios.

O MCP, por ser baseado em um modelo de otimização determinística, permite a representação detalhada do parque hidrelétrico, bem como pode admitir diferentes metodologias de previsão das afluições. A grande vantagem desta abordagem reside em evitar as perdas por simplificação ocasionadas pela agregação de reservatórios e pela linearização da função de produção das usinas hidrelétricas, simplificações consideradas nos modelos oficiais.

A política de tomada de decisão do MCP é dada pela decisão do primeiro estágio de um modelo de otimização determinística não linear, considerando uma dada vazão prevista durante um dado horizonte de planejamento H . O horizonte é um parâmetro importante no desempenho da política MCP, pois deve ser longo o suficiente para que as condições de contorno final não afetem a decisão da primeira etapa, mas o mais curto possível para minimizar o tempo computacional do processo decisório (Zambelli and Soares, 2009). Neste trabalho, por meio de tentativa e erro, foi adotado um horizonte variável H entre janeiro (40 meses) e dezembro (29 meses).

Segundo o esquema da Figura 2, no início do estágio atual t , o armazenamento dos reservatórios v_t são conhecidos, bem como as vazões anteriores do cenário hidrológico sendo simulado $\{w_{t-1}, w_{t-2}, \dots, w_1\}$. As informações de afluições passadas são usadas para determinar as afluen-

cias futuras $\{\hat{w}_t, \hat{w}_{t+1}, \dots, \hat{w}_{t+H}\}$, com base em esperanças condicionadas fornecidas por modelos de previsão, onde H é o horizonte escolhido. Esses valores são usados no modelo de otimização determinístico não linear multiestágio com horizonte H , resultando em uma sequência de decisões ótimas de t a $t+H$. Apenas as decisões do primeiro estágio x_t, y_t, z_t são tomadas, e a simulação evolui para o próximo armazenamento v_{t+1} de acordo com a equação de transição de estado (2). As decisões para os estágios $t' > t$ são calculadas apenas com o propósito de tomar uma decisão melhor no estágio t . O custo de operação dos estágios $t+1$ a $t+H$ no modelo de otimização determinística multiestágio desempenha o papel da função custo-benefício nas abordagens para Programação Dinâmica.

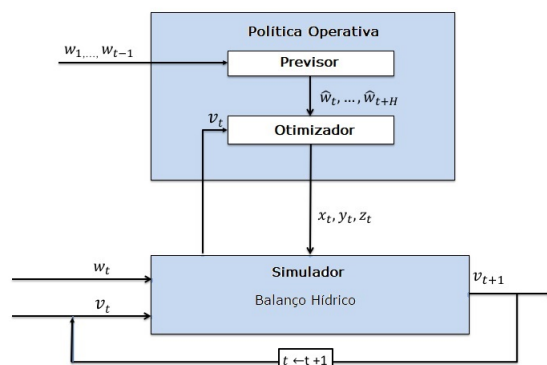


Figura 2. Esquema da política MCP

O modelo de otimização não linear determinística multiestágio, a ser resolvido em cada estágio t , para um dado armazenamento v_t conhecido, é dado por:

$$\min_{x,y,z} \sum_{t'=t}^{t+H} f(y_{t'}) \quad (9)$$

Sujeito a restrições de (2) até (8) para $t' \in \{t, t+1, \dots, t+H\}$ onde as vazões $w_{t'}$ são dadas pelos valores esperados $\hat{w}_{t'}$. O método de pontos interiores pode ser usado para resolver de forma eficiente esse modelo de otimização determinístico não linear multiestágio (Martins et al., 2014).

3. VERTIMENTO ARMAZENÁVEL

Durante o processo de simulação do SIN com a política MCP, têm sido observados vertimentos armazenáveis. Esse fenômeno ocorre quando o modelo de otimização determinístico, disparado a cada estágio de tempo para a tomada de decisão, encontra condições tão favoráveis de atendimento do mercado que a sua solução ótima, no primeiro estágio de tempo, apresenta o sistema térmico gerando no mínimo e o sistema hidráulico vertendo. O evento ocorre devido a ocorrência de solução múltipla, uma vez que transformando esse vertimento em armazenamento a solução não melhora, ou seja, a geração térmica continua no mínimo.

Com isso, para um melhor desempenho da política MCP evitando os vertimentos armazenáveis, uma penalização do

vertimento será introduzida na função objetivo do modelo de otimização, para que na ocorrência de solução múltipla, a solução escolhida pelo MCP não apresente vertimentos armazenáveis.

3.1 Remodelação Matemática

A nova função objetivo, com penalidade linear de vertimento, será:

$$\min_{x,y,z} \sum_{t'=t}^{t+H} (f(y_{t'})) + p'_s \cdot s_t \quad (10)$$

Na expressão (10), o termo de penalidade é dado pelo produto escalar do vetor dos parâmetros de penalidade p_s pelo vetor dos vertimentos, s_t , referente ao primeiro estágio de tempo, t .

Com o propósito de assegurar a eliminação dos vertimentos armazenáveis com mínima interferência na solução, a penalidade de vertimento foi calibrada para que seja a menor possível.

Sendo assim, o novo modelo matemático de otimização determinística não linear multiestágio a ser resolvido no estágio t , para um v_t conhecido, é dado pela minimização da nova função objetivo (10), sujeito às restrições (2) - (8) para $t' \in \{t, t + 1, \dots, t + H\}$.

4. ESTUDO DE CASO

Para apresentar os resultados e caracterizar o problema de vertimentos armazenáveis e sua solução via penalidade, foi selecionado o deck de dados de Garantia Física (GF) do leilão LEN A-6 de 2018 (EPE, 2018), onde a configuração do sistema é estática composta por 154 usinas hidrelétricas (UHE) e 130 usinas termelétricas (UTE).

A Figura 3 mostra o balanço energético e a Figura 4 mostra a energia armazenada do SIN segundo a simulação com a política MCP para o cenário hidrológico jan/1932-dez/1946 (15 anos). Como se pode notar, apesar de condições hidrológicas adversas nos anos de 1933 e 1934, o sistema se recupera e consegue manter naturalmente elevados níveis de armazenamento sem precisar dos mecanismos de aversão ao risco necessários nos modelos oficiais em uso no Brasil. A geração térmica foi variável ao longo do tempo conforme as necessidades do sistema.

A Figura 5 mostra o armazenamento dos reservatórios na bacia do rio Paranaíba no mesmo período. Como pode ser observado, a política MCP manteve mais cheios os reservatórios de jusante, preservando a produtividade das usinas que mais turbinam na cascata. Nota-se que os reservatórios mantiveram-se cheios nos primeiros meses (úmidos) da simulação com a ocorrência de vertimentos.

Essa solução foi possível usando a penalidade de vertimento. Como os decks de Garantia Física iniciam a simulação com os reservatórios cheios em janeiro, a primeira otimização disparada tem horizonte de 40 meses, começando em janeiro de 2013 e finalizando em abril de 2016, e utiliza 90% da Média de Longo Termo (MLT). Como os reservatórios partem cheios em pleno período úmido do

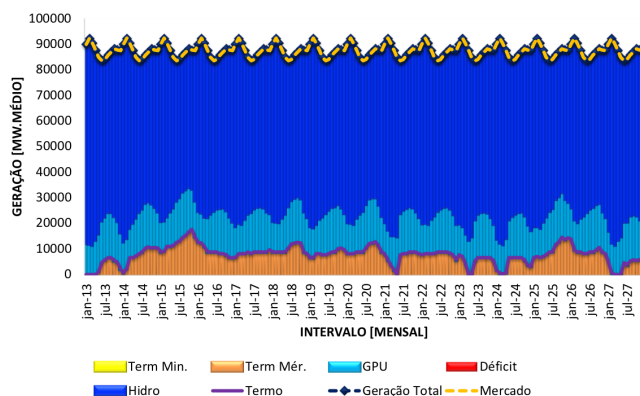


Figura 3. Balanço Energético do SIN obtido na simulação

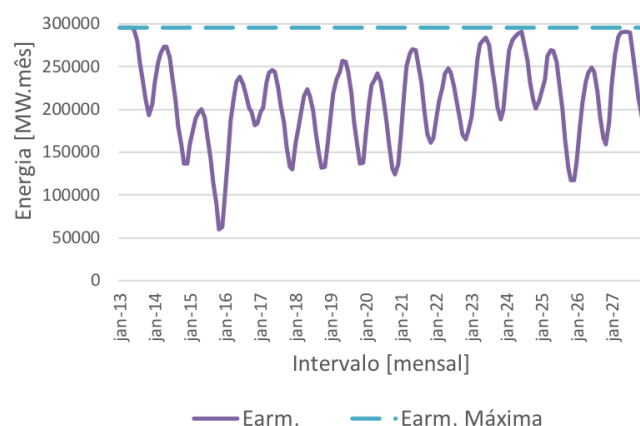


Figura 4. Energia armazenada do SIN obtida na simulação

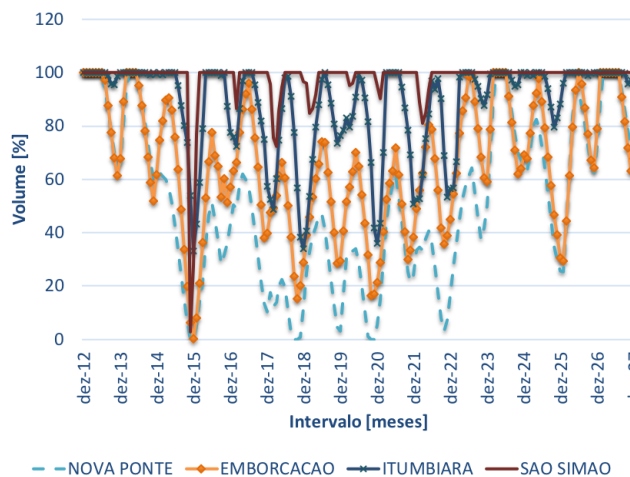


Figura 5. Volumes dos reservatórios da cascata do rio Paranaíba

ano, ocorrem vertimentos nos primeiros quatro meses de operação, de janeiro a abril.

A Figura 6 apresenta a trajetória do balanço energético, enquanto a Figura 7 apresenta a trajetória de energia armazenada do SIN segundo o modelo de otimização não linear determinístico multiestágio disparado em janeiro/2013.

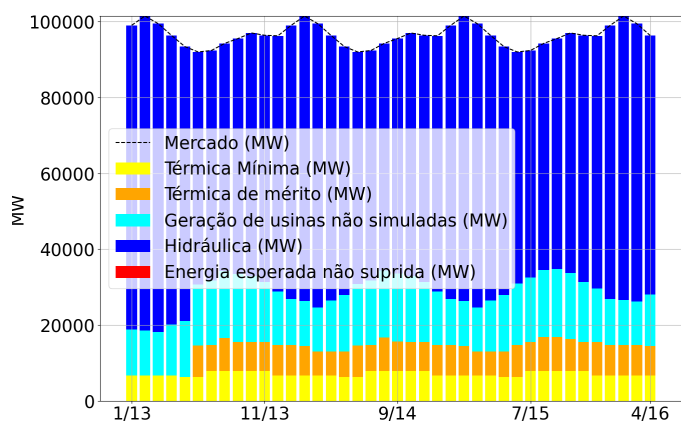


Figura 6. Balanço Energético do SIN

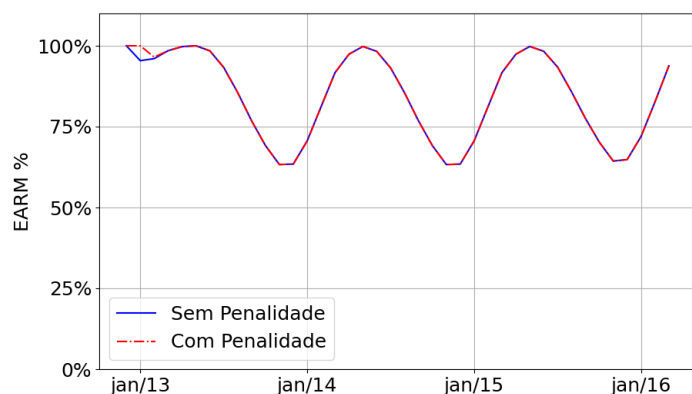


Figura 7. Energia Armazenada do SIN

Como pode ser observado na Figura 6, a geração térmica está no mínimo nos primeiros 5 meses (até maio/2013), devido as elevadas afluições no período úmido, estando o sistema hidráulico vertendo no primeiro estágio e nos estágios seguintes desse período, como será mostrado adiante. Entretanto, sem a penalidade de vertimento, a figura 7 mostra que o sistema não permanece com o armazenamento máximo ao final de janeiro e de meses seguintes, o que caracteriza a ocorrência de vertimento armazenável nesse período. Depois de maio de 2013, a solução ótima apresenta despacho térmico de mérito constante (vermelho) até o final do horizonte em abril de 2016, como seria de se esperar para um sistema estático onde o mercado e o parque gerador são constantes ao longo do tempo.

Os resultados apresentados na Subseções seguintes irão destacar a operação somente até o quinto mês a partir de janeiro de 2013, dando total ênfase para o primeiro intervalo (janeiro) da tomada de decisão do modelo de otimização.

A UHE de Sinop, que é a Usina de cabeceira da cascata do Rio Teles Pires, e a UHE de Água Vermelha localizada no meio da cascata do Rio Grande, foram escolhidas para ilustrar a eficiência da penalização dos vertimentos.

4.1 Usina Hidrelétrica de Água Vermelha

A Figura 8 mostra a trajetória do vertimento e a Figura 9 a trajetória de volume útil da UHE de Água Vermelha nos primeiros 5 estágios. A UHE está vertendo cerca de 3 mil m^3/s no primeiro estágio de tempo, referente a trajetória de vertimento sem penalidade, enquanto seu reservatório termina o mês de janeiro abaixo do armazenamento máximo. Quando comparado com o primeiro estágio da trajetória com penalidade de vertimento, pode-se observar uma queda de aproximadamente 500 m^3/s no vertimento, correspondente ao vertimento armazenável. O vertimento ainda presente (primeiro estágio da trajetória em vermelho) é um vertimento somente turbinável, e inevitável sempre que a geração térmica do SIN atinge o mínimo.

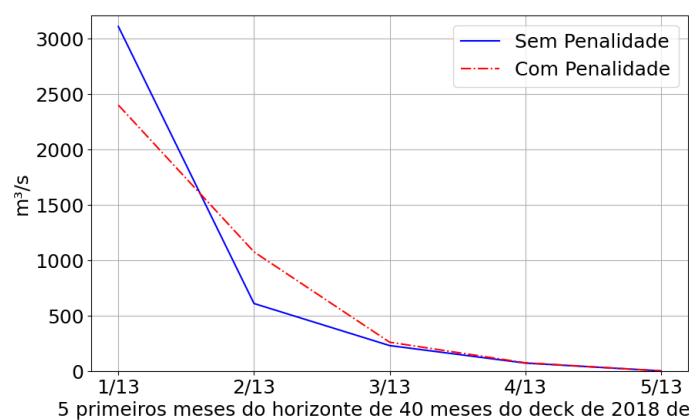


Figura 8. Trajetória de vertimento para UHE Água Vermelha

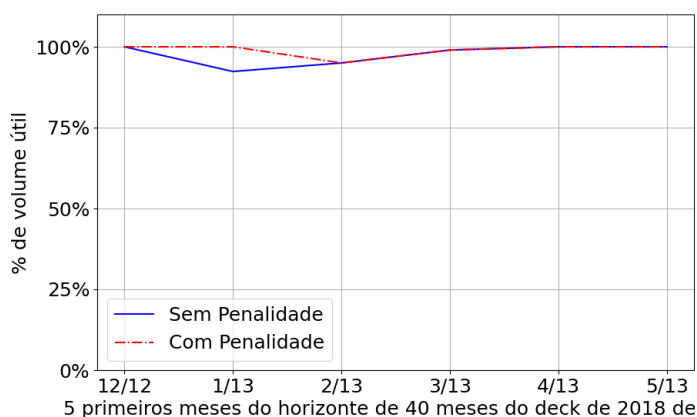


Figura 9. Trajetória de volume útil para UHE Água Vermelha

4.2 Usina Hidrelétrica de Sinop

A Figura 10 traz a trajetória de vertimento e a Figura 11 a trajetória de armazenamento da UHE Sinop. É nítido que não houve a presença de vertimento para trajetória com penalidade de vertimento. Nesse caso, os 700 m^3/s de vazão vertida no primeiro estágio de tempo na trajetória

sem penalidade, puderam ser totalmente armazenados, não ocorrendo vertimento turbinável nessa usina.

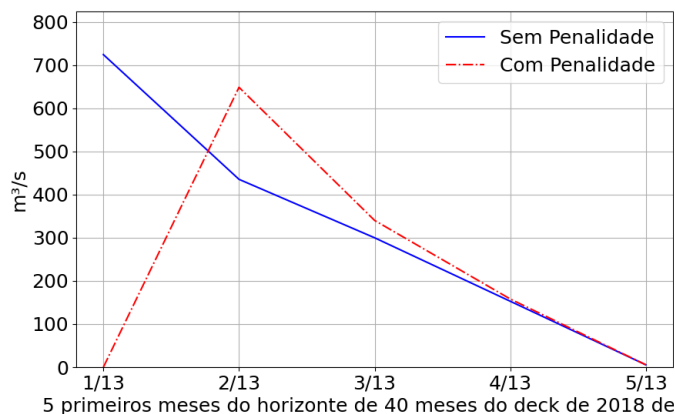


Figura 10. Trajetória de vertimento para UHE Sinop

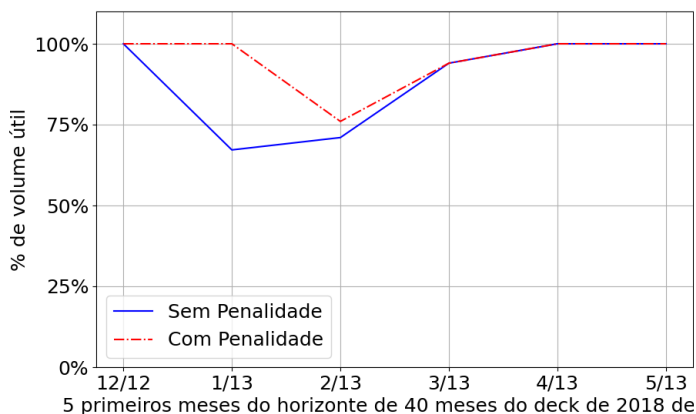


Figura 11. Trajetória de volume útil para UHE Sinop

5. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou um aprimoramento na política baseada em modelo de controle preditivo (MCP) para o planejamento da operação energética (POE) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na política MCP aplicada ao POE do SIN, a tomada de decisão é a solução do primeiro estágio de modelo de otimização determinística não linear multiestágios alimentado por previsão de vazões.

O desempenho da política MCP foi avaliado no deck estático de Garantia Física do leilão A-6 de 2018, mostrando assegurar um elevado nível de armazenamento no SIN, sem a necessidade de mecanismos de aversão a risco presente nos modelos oficiais, além de que mantém mais cheios os reservatórios de jusante nas cascatas, maximizando a produtividade nas usinas com maior turbinagem.

O presente artigo apresentou a política MCP no POE do SIN, composta por 154 UHEs e 130 UTEs. Quando não aderido o procedimento de penalização do vertimento, 66 UHEs apresentam o fenômeno do vertimento armazenável conforme a Tabela A.1 (ver Apêndice A), somando um

total de 12.767,90 m^3/s . Para fins de eficácia do procedimento do vertimento armazenável, foram utilizados os resultados obtidos para as UHEs de Água Vermelha e Sinop. Os resultados mostram que em situações de abundância de recursos hidráulicos, os vertimentos armazenáveis da política MCP foram eliminados, restando apenas os vertimentos turbináveis, e também, os inevitáveis, ambos ocasionados quando a geração térmica do sistema alcança o seu valor mínimo.

AGRADECIMENTOS

Este artigo foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- Bertsekas, D.P. (2005). Dynamic programming and suboptimal control: A survey from adp to mpc. *European Journal of Control*, 11(4-5), 310–334.
- Costa, T.D. and Soares, S. (2021). Comparison of dynamic programming policies for long-term hydrothermal scheduling of single-reservoir systems in steady-state regime. *Electric Power Systems Research*, 196, 107275. doi:https://doi.org/10.1016/j.epr.2021.107275. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962100256X.
- EPE (2018). Leilão de energia nova A-6 2018 - Cálculo das garantias físicas - Arquivos [in Portuguese]. URL www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-6-2018. (Accessed 2 Feb. 2022).
- Martinez, L. and Soares, S. (2002). 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.
- Martins, L.S.A., Azevedo, A.T., and Soares, S. (2014). Nonlinear medium-term hydro-thermal scheduling with transmission constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1623–1633. doi:10.1109/TPWRS.2013.2296439.
- Powell, Warren B. e Meisel, S. (2016). Tutorial on stochastic optimization in energy – part i: Modeling and policies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1459–1467.
- Powell, W.B. and Meisel, S. (2016). Tutorial on stochastic optimization in energy - part i: Modeling policies. *IEEE Transactions on power systems*, 31(2), 1459–1467.
- Rawlings, J.B. and Mayne, D.Q. (2015). *Model Predictive control: Theory and Design*. Nob Hill, Madson, 5th edition.
- Zambelli, M. and Soares, S. (2009). A predictive control approach for long term hydrothermal scheduling. In *IEEE PES 2009 Power Systems Conference & Exposition*. IEEE, Seattle, USA.
- Zambelli, M.S., Martins, L.S.A., and Soares, S. (2013). Model predictive control applied to the long-term hydrothermal scheduling of the Brazilian power system. In *2013 IEEE Grenoble Conference*, 1–6. IEEE. doi: 10.1109/PTC.2013.6652378.

Apêndice A. VERTIMENTOS ARMAZENÁVEIS DO SIN

Esta Seção contém os valores dos vertimentos armazenáveis (em m^3/s) em cada UHE presentes no SIN, enfatizando que tais valores são anulados quando aderida a penalização do vertimento no modelo matemático de referência, de acordo com a equação (10).

Tabela A.1. Vertimentos Armazenáveis presentes em cada UHE

UHE	Vertimento Armazenável (m^3/s)
SINOP	355,76
SAMUEL	450,06
RONDON 2	52,51
BALBINA	544,48
CURUA-UNA	100,36
SERRA MESA	714,44
PEIXE ANGICA	106,62
TUCURUI 3.	434,44
B. ESPERANCA	325,63
RETIRO BAIXO	8,25
TRES MARIAS	451,05
QUEIMADO	50,00
SOBRADINHO	815,80
ITAPARICA	441,46
P. CAVALO	119,18
IRAPE	89,54
P. ESTRELA	6,63
PARAIBUNA/PA	29,75
S.BRANCA PAR	31,04
JAGUARI	29,07
FUNIL PB SUL	50,56
LAJES	0,41
BATALHA	62,05
SERRA FACAO	90,32
EMBORCACAO	159,47
NOVA PONTE	105,99
MIRANDA	26,75
CAPIM BRANCI	2,63
CORUMBA IV	66,10
CORUMBA III	43,20
CORUMBA I	116,09
ITUMBIARA	259,57
SAO SIMAO	385,39
CACU	6,41
ESFORA	25,08
CAMARGOS	53,21
FURNAS	140,73
MASC. MORAES	134,06
CACONDE	32,30
MARIMBONDO	259,83
A. VERMELHA	336,12
ILHA SOLT EQ	506,71
BILLINGS	0,28
GUARAPIRANGA	0,22
BARRA BONITA	116,46
PROMISSAO	188,74
A.A. LAYDNER	66,44
CHAVANTES	94,57
MAUA	80,90
CAPIVARA	263,89
G. B. MUNHOZ	91,76
SEGREDO	56,55
STA CLARA PR	17,67
JORDAO	4,74
SLT.SANTIAGO	159,93

MANSO	222,80
BARRA GRANDE	79,18
SAO ROQUE	39,42
GARIBALDI	11,93
CAMPOS NOVOS	26,48
MACHADINHO	103,30
PASSO FUNDO	25,00
QUEBRA QUEIX	5,61
G. P. SOUZA	17,51
ERNESTINA	11,26
PASSO REAL	64,22
TOTAL	12.767,90