

Aplicação da Programação Dinâmica na Coordenação Hidrotérmica de Sistemas Elétricos com Inclusão de Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Clóvis da Conceição M. Martins Júnior*. V. Leonardo Paucar**
Raimundo Nonato Diniz C. Filho***

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFMA, São Luís, Maranhão,
(e-mail: junior.clovis@discente.ufma.br).

**Departamento de Engenharia Elétrica, UFMA, São Luís, Maranhão,
(e-mail: lpaucar@ieee.org)

*** Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica, UFMA, Balsas, Maranhão,
(e-mail: raimundo.diniz@ufma.br)

Abstract: Hydrothermal scheduling is a relevant stage of operation planning, whose objective is to minimize the total cost of operation, together with respecting the restrictions of electrical systems such as transmission losses and the power balance throughout of the demand horizon. In recent years there has been an increase in interest in the implementation of pumped-storage hydroplants in electrical systems in order to operate in conjunction with intermittent sources. With this new paradigm, the problem of hydrothermal scheduling has become more complex. This paper aims to apply the dynamic programming technique to solve the hydrothermal scheduling problem with the inclusion of pumped-storage hydroplants. The procedure is applied to an equivalent test system, and it is possible to obtain a lower cost in relation to the base case together with the established restrictions.

Resumo: A coordenação hidrotérmica é uma relevante etapa do planejamento da operação, cujo objetivo é a minimização do custo total de operação, em conjunto com o respeito às restrições de sistemas elétricos como as perdas na transmissão e o balanço de potência ao longo do horizonte de demanda. Nos últimos anos houve um aumento no interesse pela implantação de usinas hidrelétricas reversíveis nos sistemas elétricos com a finalidade de operar em conjunto com fontes intermitentes. Com este novo paradigma, o problema da coordenação hidrotérmica se tornou mais complexo. Este trabalho objetiva a aplicação da técnica programação dinâmica para solucionar o problema de coordenação hidrotérmica com a inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis. Aplica-se o procedimento a um sistema-teste equivalente, sendo possível obter um custo menor em relação ao caso-base junto com as restrições estabelecidas.

Keywords: Hydrothermal scheduling; Dynamic programming; Pumped-storage hydroplants.

Palavras-chaves: Coordenação hidrotérmica; Programação dinâmica; Usinas hidrelétricas reversíveis.

1. INTRODUÇÃO

Em sistemas de geração de energia elétrica, compostos por unidades hidrelétricas e térmicas, as usinas térmicas geram energia substituindo as unidades hidrelétricas nos períodos de escassez de água. Caso os referidos sistemas possuem usinas hidrelétricas reversíveis, essas são utilizadas como gerador ora em substituição às usinas térmicas nos períodos de pico, ora quando o reservatório está reabastecido durante os períodos fora de pico. Neste contexto, um tema de extrema importância é a coordenação hidrotérmica, ao qual objetiva a determinação das participações das gerações de origem hidráulica e térmica no atendimento da demanda (Parvez, et al., 2019; Wood et al., 2013; Borra & Debnath, 2019).

A coordenação hidrotérmica é um problema mais complexo que o pré-despacho haja vista a elevada quantidade de restrições como balanço do sistema, especificações dos geradores, restrições do volume de água, entre outros. Simultaneamente, é caracterizado como um problema de otimização combinatória inteira, mista, de larga escala, não-

linear e não-convexo (Parvez, et al., 2019; Wood, et al., 2013; Borra & Debnath, 2019).

Historicamente, a implantação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) não é algo novo, porém nos últimos anos houve um aumento no interesse por este tipo de usinas nos sistemas elétricos, pois, atualmente, a sua principal função é operar em conjunto com fontes intermitentes (Canales, et al., 2015; Vilanova et al., 2020). Com este novo paradigma, o problema da coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos se tornou mais complexo, pois a inserção das UHR no modelo do referido problema é de fundamental importância. Neste contexto, há uma necessidade na elaboração de modelos de UHR e aplicações de algoritmos para solução da Coordenação Hidrotérmica com UHR (CHUHR). Na literatura especializada existem poucos trabalhos nessa temática. Patwal & Narang (2018) apresentam a solução de coordenação hidrotérmica multiobjetivo com usinas reversíveis e usinas solares por meio do algoritmo PSO *crisscross*. Basu (2022) propõe a solução do problema de coordenação hidrotérmica com restrições de combustível. Patwal et al. (2017) propõe um algoritmo PSO com coeficiente de aceleração variante no

tempo para resolver o problema da coordenação hidrotérmica considerando usinas hidrelétricas reversíveis e geração solar. Basu (2020) utiliza a técnica da programação evolutiva de convergência caótica rápida para a solução da coordenação hidrotérmica com gerenciamento pelo lado da demanda e considerando incertezas das fontes de energia renováveis. Fakhar et al. (2018) utiliza o PSO acelerado para solucionar a coordenação hidrotérmica com UHR.

Neste trabalho, um algoritmo baseado em Programação Dinâmica é aplicado para resolver o problema de coordenação hidrotérmica com inserção de usina hidrelétrica reversível, sendo capaz de prover bons resultados ao operador. Para confirmar o potencial e eficiência do algoritmo proposto, o procedimento é aplicado a um sistema-teste equivalente. O trabalho está organizado da seguinte maneira: a Seção 2 apresenta o modelo de coordenação hidrotérmica com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis; a Seção 3 descreve metodologia proposta, a Seção 4 apresenta os resultados obtidos nas simulações e na Seção 5 são expostas as conclusões desta pesquisa.

2. COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA COM USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (CHUH)

Nesta seção, apresenta-se o modelo matemático do problema de coordenação hidrotérmica englobando as usinas hidrelétricas reversíveis.

2.1 Problema da Coordenação hidrotérmica

A coordenação hidrotérmica é uma etapa do planejamento da operação onde o operador de sistemas define as potências dos geradores em serviço em cada período do horizonte de planejamento. O objetivo é minimizar o custo total da operação em cada período do horizonte de planejamento, ao mesmo tempo em que se considera tanto as restrições da rede elétrica quanto das unidades geradoras. Em linhas gerais, objetiva-se minimizar o custo da operação das plantas térmicas, que por sua vez estão subordinadas ao custo de combustível expresso por (1) (Parvez, et al., 2019; Wood, et al., 2013; Borra & Debnath, 2019):

$$C_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N F(P_j(t)) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [a_j P_j^2 + b_j P_j + c_j] \quad (1)$$

onde C_{th} é o custo total da coordenação hidrotérmica de N unidades térmicas em T períodos de demanda; $F(P_j(t))$ é a função-custo da j -ésima unidade geradora no período t ; a_j , b_j e c_j são constantes e denominados coeficientes de custo dos geradores térmicos e P_j é a potência produzida pelo j -ésimo gerador térmico.

O problema básico envolve a operação econômica de curto prazo (1 dia ou 1 semana) de um sistema elétrico de potência formado tanto por usinas térmicas quanto por usinas hidrelétricas, cujo modelo esquemático é mostrado em Fig. 1. O objetivo é minimizar o custo total de operação, que por sua vez é representado pelo custo de combustível requisitado pelos geradores térmicos ao longo do intervalo de otimização. Um

sistema elétrico formado por N_s geradores térmicos e N_h geradores hidrelétricos terá $N_s + N_h$ geradores avaliados pelo problema de otimização. O objetivo é determinar a potência ativa de cada gerador do sistema ao longo de um intervalo compreendido entre 0 e T (Wood, et al., 2013).

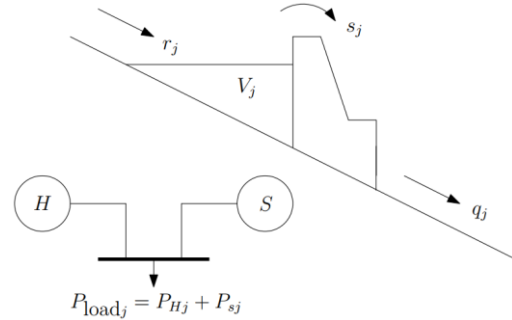


Fig. 1 Sistema hidrotérmico com restrições de usinas hidrelétricas.

Considere um sistema elétrico cuja modelagem pode ser representada pela conexão de um gerador térmico e outro hidrelétrico. A planta hidrelétrica pode fornecer toda a potência demandada pelas cargas por um tempo limitado. Assim, para um período j (Wood, et al., 2013),

$$P_{Hj}^{\max} \geq P_{\text{load}j} \quad j = 1, \dots, j_{\max} \quad (2)$$

Deseja-se que toda a potência entregue pelas hidrelétricas seja uma quantidade necessária para minimizar o custo de operação das plantas térmicas. Então, a energia fornecida pelo conjunto de geradores é definida como (Wood, et al., 2013):

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{\text{load}j} n_j - \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j = E \quad (3)$$

O problema de otimização envolvendo a coordenação hidrotérmica pode ser escrito resumidamente da seguinte maneira (Wood, et al., 2013):

$$\text{Min } F_T = \sum_{j=1}^{N_s} F(P_{Sj}) n_j \quad (4)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{j=1}^{N_s} P_{Sj} n_j - E = 0 \quad (5)$$

Exige-se também que certa quantidade de água armazenada seja utilizada para que o custo de operação das unidades térmicas seja minimizado. Assume-se também que a curva característica de entrada-saída da hidrelétrica é constante com a função $q = q(P_H)$, que as cargas são constantes, o gerador hidrelétrico não é capaz de suprir toda a demanda durante o período analisado e há uma quantidade máxima de volume de água a descarregar ao longo de todo o horizonte T_{\max} , onde é integralmente direcionado para a geração de potência. Define-se como P_s a potência das usinas térmicas e P_H como a potência da usina hidrelétrica. A única restrição imposta é o volume de água descarregado ser um valor bem definido. Nessas

condições, a formulação matemática do problema é expandida como informado pelas Equações (6-13). Tem-se um problema similar ao problema de combustível *take-or-pay* (Wood, et al., 2013):

$$\text{Min } F_T = \sum_{j=1}^{j_{max}} n_j F_j \quad (6)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{j=1}^{j_{max}} n_j q_j = q_{TOT} \quad (7)$$

$$P_{loadj} - P_{Hj} - P_{sj} = 0 \quad (8)$$

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} n_j = T_{max} \quad (9)$$

$$V_j|_{j=0} = V_s \quad (10)$$

$$V_j|_{j=j_{max}} = V_E \quad (11)$$

$$q_{min} \leq q_j \leq q_{max} \quad (12)$$

$$q_j = Q_j \quad (13)$$

2.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)

As usinas hidrelétricas reversíveis são atualmente a única tecnologia de armazenamento em larga escala (superior a 100 MW) com elevada aplicação comercial, a ponto de existirem pelo menos 300 usinas instaladas no mundo e capacidade total instalada de 95 GW. Nos últimos anos, ocorreu um aumento de interesse nessas usinas, com projetos e novas construções na Europa e Japão. Plantas também podem ser encontradas na Austrália, Rússia e países da Ásia; entretanto, as maiores usinas estão presentes na China, Japão e EUA. Embora no passado essas usinas tenham sido desenvolvidas para facilitar a integração de cargas de grande porte, atualmente há um interesse em conectá-las com fontes de energia renovável, tal como a geração eólica (Deane, et al., 2010; Sigrist et al., 2019; Xia et al., 2019; Singirankabo, et al., 2018; Howlader et al., 2017; Vilanova et al., 2020). Pesquisas recentes indicam vantagens competitivas para as usinas reversíveis em relação ao provimento de energia em escala comercial e residencial, haja vista não apresentarem oscilações de preço evidenciadas pelas fontes renováveis. Estudos nesta direção estão sendo efetuados na China, Índia e Polônia, e os resultados preliminares indicam resultados promissores (Jurasz, et al., 2022). Também são apresentados resultados promissores acerca da sua participação em mercados *spot*, principalmente ao atuar de forma cooperativa com as fontes renováveis (He, et al., 2021).

O princípio fundamental das usinas hidrelétricas reversíveis é armazenar energia elétrica na forma de energia potencial hidráulica. O bombeamento de água normalmente ocorre em períodos fora de pico, quando a demanda e os preços da eletricidade são baixos. A geração ocorre durante os períodos de pico, quando a demanda é elevada. Dependendo da escolha do operador de sistemas, tanto o bombeamento quanto a

geração podem seguir um ciclo diário, semanal ou sazonal. Diferente das usinas hidrelétricas tradicionais, as plantas reversíveis dependem inteiramente da água que foi bombeada para um reservatório superior, um rio ou um mar. Essas usinas são conhecidas como Usinas de Circuito Fechado ou Usinas Fora de Linha (Deane, et al., 2010; Vilanova et al., 2020).

As usinas hidrelétricas reversíveis possuem várias vantagens já documentadas na literatura. Em Min-Su et al. (2019), mostra-se que essas usinas são capazes de prover estabilidade de frequência mesmo quando submetidos às volatilidades de potência oriundas das fontes renováveis. Em Liu et al. (2019), descreve-se que a combinação destas usinas com os sistemas fotovoltaicos tem potencial para elevados ganhos na geração de eletricidade, redução dos desequilíbrios de energia, aumento da geração sem afetar a confiabilidade da rede e aumento da eficiência dos modelos de pré-despacho. Quando combinados com fontes de energia renováveis variáveis, Vilanova et al. (2020) mostra que essas usinas são estratégicas para o melhor uso das fontes renováveis variáveis como solar e eólicas, assim como são convincentes para provimento de reserva girante e boa capacidade de partida *black-start*.

2.3 Coordenação hidrotérmica com inclusão de UHR

O procedimento básico para obter a coordenação hidrotérmica contendo UHR é executar ambos os procedimentos iterativamente. Um algoritmo de despacho econômico é usado para determinar o custo térmico. Um algoritmo geral é descrito a seguir (Cohen & Wan, 1985):

1. Execute o despacho econômico para obter o custo térmico do sistema de cada gerador, que por sua vez, fornecem o custo térmico do sistema;
2. Determine a configuração da UHR que minimize o custo térmico e satisfaz as restrições de operação do sistema;
3. Resolva o problema de coordenação hidrotérmica onde a geração térmica requerida (isto é, a geração suprida pelas usinas térmicas) é a diferença entre a demanda e a potência fornecida pela UHR; assim, a contribuição da UHR é acoplada ao problema de pré-despacho.

Os passos 2 e 3 são repetidos a fim de que se obtenha soluções cada vez mais refinadas. Como o custo tende a diminuir a cada iteração, o procedimento descrito acima garante a convergência. Entretanto, a solução final pode não ser ideal em virtude de características dos geradores, como a curva não-convexa das unidades térmicas, ou mesmo por falta de garantias por parte do operador (Cohen & Wan, 1985).

O modelo de UHR usado neste trabalho foi denominado pelos autores como modelo de carga. Este é um modelo onde a UHR é vista como carga em horários fora de pico, onde a energia necessária para o bombeamento de água para o reservatório superior é oriunda das usinas térmicas. Por outro lado, a UHR apresenta comportamento de geração no horário de pico, desde que a água armazenada no reservatório superior é direcionada para o reservatório inferior. Assim, como parte da geração é oriunda da UHR, uma pequena quantidade de potência é gerada pelas usinas térmicas; conseqüentemente, há uma

redução do custo total de geração. Do ponto de vista de modelagem, a UHR apresenta valores de potência positivos em horários fora de ponta e negativos em horários de ponta. Assume-se que a UHR sempre fornece valores fixos de potência.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção é apresentada a definição do método da Programação Dinâmica, bem como seu uso para resolução do problema de coordenação hidrotérmica.

3.1 Programação Dinâmica

A Programação Dinâmica (PD) é um procedimento que avalia sistematicamente uma grande quantidade de decisões possíveis associado a cada subproblema, de modo que uma única decisão deve ser tomada em cada subproblema. Há um custo associado a cada decisão que, por sua vez, afetará as tomadas de decisão subsequentes. Custos adicionais denominados custos de transição são inseridos na passagem de um subproblema para outro, nos chamados ‘‘caminhos de transição’’. O objetivo é tomar uma decisão em cada passo que torne possível minimizar o custo total para todas as decisões tomadas (Wood, et al., 2013). A Fig. 2 apresenta um fluxograma para a solução usando Programação Dinâmica. O algoritmo recursivo para determinar o custo mínimo da K –ésima hora e I –ésima combinação é (Borra & Debnath, 2019; Wood, et al., 2013):

$$R(K, I) = \min [P_{custo}(K, I) + S_{custo}(K - 1, L : K, I) + R(K - 1, L)] \quad (14)$$

onde

- $R(K, I)$: Função de retorno, isto é, o menor custo para chegar ao estado (K, I) ;
- $P_{custo}(K, I)$: Custo de produção para o estado (K, I) ;
- $S_{custo}(K - 1, L : K, I)$: Custo de transição do estado $(K - 1, L)$ para o estado (K, I) ;
- (K, I) – Estado da I –ésima combinação na K –ésima hora.

Nas simulações efetuadas, o método da programação dinâmica usará a enumeração completa, isto é, serão listados todos os possíveis estados em cada período. Logo, aumentando o número de geradores analisados, a quantidade de combinações possíveis aumenta exponencialmente. Além disso, em razão das limitações de custo computacional, serão levadas em consideração apenas as 10 (dez) melhores estratégias possíveis em cada iteração (Borra & Debnath, 2019; Wood, et al., 2013).

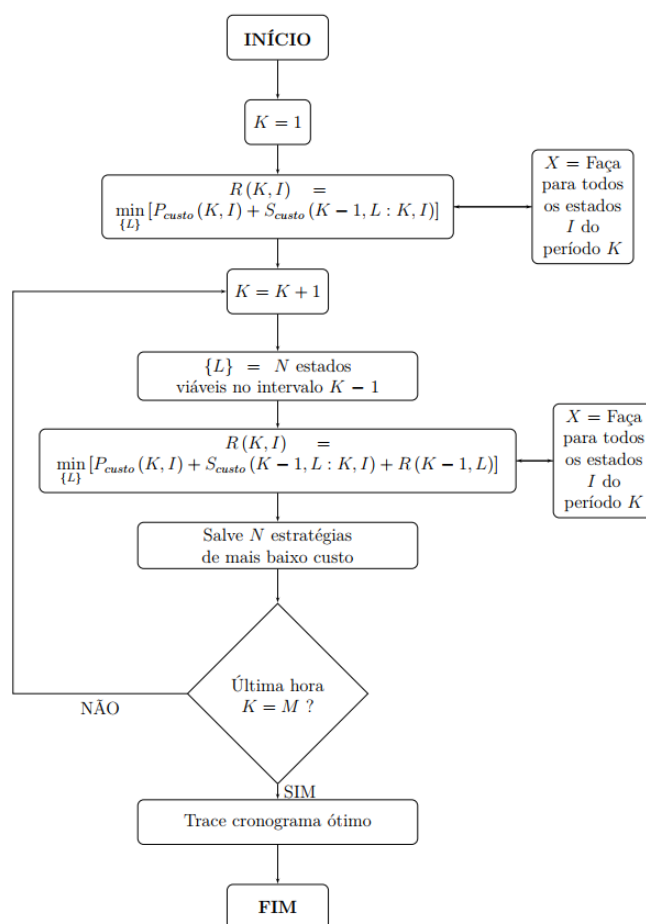


Fig. 2 Fluxograma para a solução via programação dinâmica.

3.2 PD Aplicado ao problema CHUH.

A Programação Dinâmica pode ser utilizada para solução de problemas de coordenação hidrotérmica e suas variações, uma vez que oferece vantagens computacionais em relação aos métodos convencionais. Tomando como base o modelo hidrotérmico simplificado, descreve-se a seguir a modelagem do problema (Wood, et al., 2013).

A planta térmica equivalente tem função-custo definida como na Equação (1). A planta hidrelétrica contém um volume de armazenamento constante no início e fim do problema, denotados por e , respectivamente; além disso, tem a taxa de uso da água definida como (Wood, et al., 2013):

$$q_j = \begin{cases} d + gP_{Hj} + hP_{Hj}^2 & \text{acre.pé/h, } seP_{Hj} > 0 \\ 0 & \text{acre.pé/h, } seP_{Hj} = 0 \end{cases} \quad (15)$$

Os coeficientes d, g e h são constantes. Em cada intervalo j , de período n_j , o volume do reservatório muda conforme a seguinte equação (Wood, et al., 2013):

$$V_j = V_{j-1} + n_j(r_j - q_j - s_j) \quad (16)$$

onde r_j é o fluxo de entrada e q_j é o fluxo de saída do reservatório. Admite-se que não ocorrem transbordamentos; logo, $s_j = 0$. Se V_i e V_k denotam dois estados diferentes para

o volume, e $V_{j-1} = V_i$ e $V_j = V_k$, então a taxa de fluxo de água no intervalo j é (Wood, et al., 2013):

$$q_j = \frac{V_i - V_k}{n_j} + r_j \quad (17)$$

onde q_j positivo e limitado até um fluxo máximo q_{max} , que corresponde à máxima potência de saída da hidrelétrica. O problema envolve determinar a trajetória de mínimo custo (isto é, volume em cada estágio). Há vários casos possíveis de serem executados (Wood, et al., 2013).

O algoritmo de programação dinâmica segue ideia similar àquela explicada na Seção 3.1. Considere as seguintes definições (Wood, et al., 2013):

- $\{i\}$ – Volume de reservatório no início do período j ;
- $\{k\}$ – Estado no fim do período j ;
- $TC_k(j)$ – Custo total do início do problema até o período j para o reservatório com volume V_k ;
- $PC(i, j - 1: k, j)$ – Custo de produção do sistema térmico no período j para ir de um volume inicial V_i para o volume final V_k .

Assim, as equações de programação dinâmica são definidas como:

$$TC_k(j) = \begin{cases} 0, & \text{se } j = 0 \\ \min_{\{i\}} [TC_i(j-1) + PC(i, j-1: k, j)] & , \text{se } j > 0 \end{cases} \quad (18)$$

As cargas e fluxos de água são constantes. Por outro lado, a taxa de descarga de água é fixada em valores inicial e final, onde ambos estabelecerão os valores de potência fornecidos por ambos os geradores. O cálculo do custo das unidades térmicas é feito de forma direta usando a Equação (1) (Wood, et al., 2013).

O uso dos níveis de volume como variáveis de estados restringem o número de níveis de produção de potência das usinas hidrelétricas que são consideradas em cada estágio, haja vista a taxa de descarga tornar constante em cada período o valor de potência. Se uma planta de níveis variáveis for considerada, torna-se mais complexo o cálculo das potências, pois uma carga média deve ser usada para estabelecer o valor de P_H . A UHR pode ser inserida de duas formas: ora se comportando como carga, cujo bombeamento nos horários fora de ponta é suprido pelas unidades térmicas, para que a potência seja utilizada nos horários de ponta; ora inserindo uma equação de taxa de descarga de água com valores negativos nos horários de ponta, indicando que a água bombeada produzirá um valor de potência capaz de suprir parte das cargas. Em ambos os casos, é esperado que o custo das usinas térmicas seja reduzido nos horários de pico de carga (Wood, et al., 2013).

4. APLICAÇÃO E RESULTADOS

As seções anteriores abordaram algumas das etapas deste trabalho, com destaque para a definição da coordenação hidrotérmica, seu método de solução e incorporação da UHR. A presente seção apresenta e descreve a simulação computacional no ambiente computacional MATLAB. Utiliza-se um microcomputador Intel® Core i7-5500U, CPU 2.40 GHz, 8.00 GB RAM.

4.1 Sistema Teste

O sistema teste é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 1 e 2, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como (19).

$$q = 260 + 7P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (19)$$

Tabela 1. Informações do sistema hidrelétrico.

Fluxo	1000
Passo	2000
Volume inicial	18000
Volume final	18000
Períodos por hora	1
P_{Hmin}	0
P_{Hmax}	200
Volume mínimo	6000
Volume máximo	18000

Tabela 2. Informações do sistema térmico.

P_{smin}	150
P_{smax}	455
c (\$)	970
b (\$/MW)	17.26
a (\$/MW ²)	0.00031

Os dados do sistema são aplicados para atender a demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência são mostrados na Tabela 3. A Fig. 3 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica sem UHR. A demanda é conhecida, e o custo total de geração é de \$ 451.454,11. Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas e atender a demanda nos horários críticos. A Tabela 4 mostra os valores de potência da UHR nos períodos. Os intervalos de tempo 01:00 – 07:00 e 20:00 – 24:00 são os horários fora de ponta, ao passo que o intervalo entre 08:00 – 19:00 é o período de pico. A Fig. 4 mostra os o gráfico de barras para a coordenação hidrotérmica com UHR.

Tabela 3. Demanda expressa em MW.

Período	Demanda	Período	Demanda
1	700	13	1400
2	750	14	1300
3	850	15	1200
4	950	16	1050
5	1000	17	1000
6	1100	18	1100
7	1150	19	1200
8	1200	20	1400
9	1300	21	1300
10	1400	22	1100
11	1450	23	900
12	1500	24	800

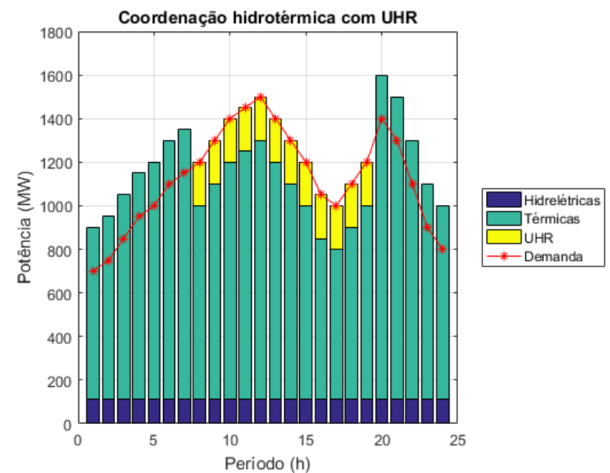


Fig. 4 Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico com UHR.

4.2 Comentários dos resultados

Nos períodos fora de ponta, a UHR tem comportamento de carga, pois consome potência oriunda das usinas térmicas para efetuar o bombeamento de água para o reservatório superior. Essa água armazenada é utilizada para efetuar o atendimento no horário crítico compreendido entre 08:00 e 19:00, a fim de que seja reduzido o uso do gerador térmico. Enquanto que o custo da geração no caso-base foi de \$ 451.454,11, a aplicação da UHR permitiu a redução para \$ 451.367,31. O uso desta forma de geração torna possível a redução do custo total de geração, mesmo com a necessidade de atender as restrições em cada intervalo.

5. CONCLUSÃO

A implementação do método da programação dinâmica para a resolução do problema de coordenação hidrotérmica como inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis foi apresentada neste trabalho. Utilizou-se o modelo de carga para a UHR, onde efetua o bombeamento de água para o reservatório superior em horários fora de ponta e usa a água armazenada para gerar energia e reduzir o uso dos geradores térmicos em horários de ponta. Obteve-se um valor mais baixo de custo em relação ao caso-base, corroborando com o objetivo de reduzir o custo total de geração, bem como atender as restrições associadas aos geradores e ao sistema. O método da programação dinâmica revelou ser uma alternativa para os casos onde há pouca informação a respeito do sistema e a necessidade de ter uma solução imediata para o problema de coordenação hidrotérmica. Para trabalhos futuros, sugere-se utilizar outros recursos além da programação dinâmica, tais como os algoritmos gulosos (*greedy algorithms*) ou um algoritmo de Inteligência Artificial com aprendizado por reforço.

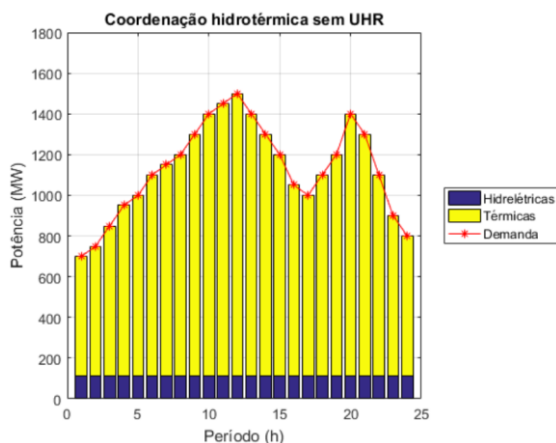


Fig. 3 Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico sem UHR.

Tabela 4. Valores de potência da UHR em MW.

Período	Demanda	Período	Demanda
1	200	13	-200
2	200	14	-200
3	200	15	-200
4	200	16	-200
5	200	17	-200
6	200	18	-200
7	200	19	-200
8	-200	20	200
9	-200	21	200
10	-200	22	200
11	-200	23	200
12	-200	24	200

REFERÊNCIAS

- Basu, M. (2022). Fuel constrained short-term hydrothermal generation scheduling. *Energy Conversion and Management*, 239, 1-24.
- Basu, M. (2020). Optimal generation scheduling of hydrothermal system with demand side management considering uncertainty and outage of renewable energy sources. *Renewable Energy*, 146, 530-542.
- Borra, V. S. and Debnath, K. (2019). Comparison Between the Dynamic Programming and Particle Swarm Optimization for Solving Unit Commitment Problems. 2019 IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology (JEEIT), 395-400.
- Canales, F. A., Beluco, A. e Mendes, C. A. B. (2015). Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, 19, 1230-1249.
- Cohen, A. I. and Wan, S. H. (1985). An Algorithm for Scheduling a Large Pumped Storage Plant. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, 2099-2104.
- Deane, J. P., Gallachoir, B. P. O. and McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 1293-1302.
- Fakhar, M. S., Kashif, S. A. R., Saqib, M. A., Mehmood, F. and Hussain, H. Z. (2018). Non-cascaded Short-Term Pumped-Storage Hydro-Thermal Scheduling Using Accelerated Particle Swarm Optimization. 2018 International Conference on Electrical Engineering (ICEE), 1-5.
- He, Y., Liu, P., Zhou, L., Zhang, Y. and Liu, Y. (2021). Competitive model of pumped storage power plants participating in electricity spot Market – in case of China. *Renewable Energy*, 173, 164-176.
- Howlader, H. O. R., Furukakoi, M., Matayoshi, H. and Senjyu, T. (2017). Duck curve problem solving strategies with thermal unit commitment by introducing pumped storage hydroelectricity and renewable energy. 2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 502-506.
- Jurasz, J., Piasecki, A., Hunt, J., Zheng, W., Ma, T. and Kies, A. (2022). Building integrated pumped-storage potential on a city scale: an analysis based on geographic information systems. *Energy*, 242, 1-12.
- Liu, L., Sun, Q., Li, H., Yin, H., Ren, X. and Wennersten, R. (2019). Evaluating the benefits of Integrating Floating Photovoltaic and Pumped Storage Power System. *Energy Conversion and Management*, 194, 173-185.
- Min-Su, P., Yeong-Han, C. and Yu-Seok, L. (2019). Estimation of Renewable Energy Volatility and Required Adjustable Speed Pumped Storage Power Generator Capacity Considering Frequency Stability in Korean Power System. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 14, 1109-1115.
- Parvez, I., Shen, J., Khan, M. and Cheng, C. (2019). Modelling and Solution Techniques Used for Hydro Generation Scheduling. *Water*, 11, 1-26.
- Patwal, R. S., Narang, N. and Garg, H. (2017). A novel TVAC-PSO based mutation strategies algorithm for generation scheduling of pumped-storage hydrothermal system incorporating solar units. *Energy*, 1-32.
- Patwal, R. S. and Narang, N. (2018). Crisscross PSO algorithm for multi-objective generation scheduling of pumped-storage hydrothermal system incorporating solar units. *Energy Conversion and Management*, 169, 238-254.
- Sigrist, L., Fernández, J. M., Lobato, E., Rouco, L., Saboya, I. and Diez, L. (2019). Modelling of a termo-electric energy management system including heat pumps for an off-grid system. *IET Renewable Power Generation*, 13, 961-972.
- Singirankabo, Y., Ijumba, N. and Ntagwirumugara, E. (2018). Economic Analysis for Distributed Energy Supply Wind-Thermal Pumped Storage System and Technical Performance. 2018 IEEE PES/IAS Power Africa, 937-942.
- Vilanova, M. R. N., Flores, A. T., Balestieri, J. A. P. (2020). Pumped hydro storage plants: a review. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 42, 1-14
- Wood, A., Wollemberg, B., and Sheblé, G. (2013). Power Generation, Operation and Control. Wiley-Interscience, 3rd Edition.
- Xia, P., Deng, C., Chen, Y., and Yao, W. (2019). MILP based robust short-term scheduling for wind-thermal-hydro-power system with pumped hydro energy storage. *IEEE Access*, 7, 30261-30275.