



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

HEURÍSTICA PARA UNIT COMMITMENT DE TURBINAS HIDRÁULICAS DISTINTAS QUE VISA MAXIMIZAR A EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA E MINIMIZAR O LIGAMENTO/DESLIGAMENTO DE MÁQUINAS CONSIDERANDO INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS

MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA(1); PEDRO HENRIQUE FERES CAMPOS(2); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA(3); GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA(4); DIOGO CARNEIRO RIBEIRO BUENO MARTINS(5); EMERSON EUSTAQUIO COSTA(6); RODNEY REZENDE SALDANHA(7); ENACOM(1);ENACOM(2);ENACOM(3);ENACOM(4);CEMIG GT(5);ENACOM(6);UFMG(7);

RESUMO

O *unit commitment* é um problema clássico de otimização que consiste basicamente na alocação de recursos para o atendimento de uma determinada demanda. No âmbito de geração hidrelétrica, consiste em produzir uma certa demanda de energia dividindo-a da melhor maneira entre cada unidade geradora (UG), satisfazendo diversas restrições físicas e operacionais.

A resolução desse problema de maneira rápida e eficiente é essencial para o planejamento energético de curto prazo, portanto o trabalho em questão busca apresentar uma estratégia simples que seja capaz de resolver tal problema para uma usina ou cascata qualquer, considerando todas as particularidades envolvidas.

PALAVRAS-CHAVE

Unit commitment. Curva colina. Otimização. Planejamento energético de curto prazo.

1.0 - INTRODUÇÃO

A modelagem da função de geração de uma hidrelétrica é altamente complexa, o rendimento de uma turbina hidráulica (representado pela curva colina) é uma função não linear, bem como os polinômios utilizados para calcular a altura jusante e montante, que também interferem na potência produzida.

Além das dificuldades da função de geração, existem diversas restrições que devem ser consideradas durante a resolução do problema, pode-se dividi-las em três tipos: restrições físicas, como os limites do reservatório analisado; restrições ambientais, como valores de defluência mínima e máxima ou taxa de variação de algumas variáveis; e restrições elétricas, que correspondem aos limites de produção de cada unidade geradora (em geral modelado pelas faixas operativas). Essa última merece uma atenção especial, visto que pode resultar em descontinuidades na função de geração, conforme (5) detalha.

Outra dificuldade está na escolha da quantidade de turbinas que serão acionadas, isso torna necessária a utilização de uma variável inteira na modelagem. No caso em que a usina analisada possui turbinas diferentes o problema fica ainda mais complexo, uma vez que a ordem de acionamento de cada turbina pode influenciar na eficiência final da resposta.

O trabalho em questão busca desenvolver uma heurística capaz de resolver o caso geral do problema, considerando uma modelagem completa e com a possibilidade de unidades geradoras diferentes. Para isso, o problema é dividido em duas partes: encontrar o número de usinas a ser acionado, e dado esse valor, como dividir a demanda entre as unidades geradoras. Além de testes reais utilizando a abordagem proposta, será apresentada uma comprovação matemática mostrando que a heurística encontra uma resposta ótima dadas algumas condições matemáticas na curva colina.

(*) Alameda das Latâneas, n° 215 CEP 31.275-100 Belo Horizonte, MG, – Brasil
Tel: (+55 31) 98425-8477 Email: matheus.mendonca@enacom.com.br

2.0 - TRABALHOS RELACIONADOS

Existe uma vasta quantidade de trabalhos sobre o tema, cada um optando por uma maneira diferente de considerar ou contornar as particularidades do problema. Inclusive alguns trabalhos de edições passadas do SNPTEE já abordaram o tema, (7) abordou o problema específico de uma usina considerando incertezas na previsão de afluência, (3) focou na parte do algoritmo de resolução e possíveis melhorias realizadas, e (2) realizou um estudo interessante comparando três estratégias diferentes para resolver o problema.

Uma das grandes dificuldades do unit commitment é a não linearidade da função de geração devido à curva colina e aos polinômios de altura, desta forma, muitos trabalhos optam por contornar esse fenômeno através de linearizações, algumas abordagens possibilitam a utilização de MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) para resolver o problema resultante, como (8) e (13).

Além da utilização de MILPs, conforme citado anteriormente, a literatura possui diversos exemplos de métodos mais complexos para resolver o problema, em geral utilizados quando a modelagem é mais completa e não realiza tantas linearizações. Dentre eles a modelagem do problema utilizando algum método de decomposição, a utilização de alguma meta-heurística (ou algoritmo híbrido), ou usar um MINLP (*Mixed Integer Nonlinear Programming*). Uma revisão completa é apresentada em (11) e mostra diversos autores para cada método de otimização.

Na revisão bibliográfica realizada, alguns autores como (1), (6), (5), (12) e (4) utilizam a curva colina e reconhecem que ela é um fator chave para a resolução do problema. Entretanto, a maioria deles realiza a modelagem considerando que todas as turbinas são iguais, (12) cita o caso de turbinas diferentes, mas apenas (4) realiza uma modelagem específica para essa particularidade, mostrando que é um caso especial e requer uma alteração significativa da modelagem e do algoritmo de otimização.

Outro fator importante ao resolver o *unit commitment* é a necessidade de minimizar a quantidade de acionamentos de turbinas, uma vez que já é comprovado que isso interfere na vida útil do equipamento. (1) busca melhorar a resposta nesse aspecto utilizando uma abordagem multiobjetivo, a quantidade de acionamentos e desligamentos é uma segunda função objetivo (sendo que a primeira função é relacionada à eficiência), e deve-se verificar o *tradeoff* entre as duas funções. (9), (6), (4) e (10) também consideram o custo de acionar turbinas, mas esse custo foi acrescentado diretamente na função objetivo principal como uma espécie de penalidade.

A grande dificuldade da modelagem desse fator é a dificuldade em estabelecer o custo de um acionamento em relação à energia produzida, de fato são grandezas diferentes, mas que interferem na qualidade da resposta.

3.0 - HEURÍSTICA PROPOSTA

O algoritmo desenvolvido para resolver o *unit commitment* busca atender uma demanda de potência a cada intervalo de discretização, tendo em vista a ideia de um planejamento de curto prazo, será utilizado uma discretização pequena (meia hora). A seguir será detalhado o referencial teórico necessário para entender a implementação feita.

A equação [1] representa a potência p produzida por uma usina i qualquer:

$$p_i = \sum_{j=1}^{\bar{j}_i} \kappa u_{j,i} \delta_{j,i}(u_{j,i}) \eta_{j,i}(\delta_{j,i}, u_{j,i}), \quad [1]$$

sendo \bar{j}_i o número de unidades geradoras da usina i , e κ uma constante que depende apenas da gravidade e da densidade da água. A variável $u_{j,i}$ é a vazão turbinada pela unidade j da usina i , $\delta_{j,i}$ corresponde a função que representa a queda líquida da turbina j do reservatório i , função dependente do valor de vazão turbinada $u_{j,i}$, e $\eta_{j,i}: \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}$ representa o rendimento da unidade geradora (hillcurve), sendo uma função que depende da queda líquida $\delta_{j,i}$ e da vazão turbinada $u_{j,i}$.

A modelagem matemática final é formulada como um problema complexo de otimização onde a função objetivo é minimizar a vazão turbinada, representada pela equação [2], ou seja, utilizar a menor quantidade de água possível, de tal forma que a potência produzida seja igual a uma demanda previamente definida [3]. Ressaltando que tudo isso deve ser realizado sem ferir as restrições de produção máxima e mínima de cada usina, equação [4], valores modelados pelas faixas operativas. Nesse caso, tem-se:

$$\underset{u}{\text{minimize}} \quad f = \sum_{j=0}^{\bar{j}_i} u_{j,i,t} \quad [2]$$

$$\text{sujeito a } \sum_{j=0}^{\bar{j}_i} \kappa u_{j,i,t} \delta_{j,i,t} (u_{j,i,t}) \eta_{j,i} (\delta_{j,i,t}, u_{j,i,t}) = \check{p}_{i,t} \quad [3]$$

$$\underline{u}_{j,i} \leq u_{j,i,t} \leq \bar{u}_{j,i} \quad \forall j, \quad [4]$$

onde $\underline{u}_{j,i}$ e $\bar{u}_{j,i}$ são, respectivamente, os limites inferior e superior de operação de cada unidade j , e $\check{p}_{i,t}$ corresponde à demanda, em MW, da usina i no instante t . A queda líquida $\delta_{j,i,t}$ é uma constante nessa formulação, visto que irá considerar a condição de vazão do instante anterior, ou seja $\delta_{j,i,t}$ não depende de $u_{j,i,t}$, mas sim de $u_{j,i,t-1}$, lembrando que como será utilizada uma discretização pequena, essa simplificação não surte um impacto considerável na modelagem.

A implementação utilizada para resolver esse problema pode ser dividido basicamente em duas partes: definir quais unidades geradoras serão ligadas, e posteriormente definir qual será a produção de cada uma delas.

3.1 Definição da potência de cada unidade geradora

Apesar de ser o último problema a ser resolvido, será explicado primeiro, uma vez que a definição de UGs acionadas leva em conta como o cálculo de divisão da potência é feito.

Considerando que o número de UGs a serem ligadas já foi definido, todas são colocadas no ponto de máxima eficiência, o valor produzido é então subtraído da demanda. Tal resultado, seja negativo ou positivo, é alocado entre cada UG acionada de maneira diretamente proporcional à vazão no ponto de máxima eficiência \tilde{u}_j de cada turbina, ou seja,

$$u_{j,t} \propto \tilde{u}_j. \quad [5]$$

Portanto, para uma usina com UGs iguais, a demanda será dividida igualmente entre o número de UGs ligadas.

3.1.1 Modelagem matemática

A eficiência do conjunto turbina-gerador é o principal fator que influencia no desempenho da geração de eletricidade em uma usina. Assim, o conhecimento do seu comportamento possibilita um melhor despacho de geração e consequentes ganhos energéticos de acordo com o número de unidades em operação.

Esse problema pode ser compreendido mais facilmente através de uma modelagem alternativa, diferente da apresentada anteriormente nas equações [2] a [4]. Na modelagem em questão a produção total será maximizada, conforme equação [6], enquanto um valor de vazão turbinada é atendido [7], e, como na formulação anterior, a faixa operativa deve ser sempre respeitada [8].

$$\underset{u}{\text{minimize}} \quad f = - \sum_{j=0}^{\bar{j}_i} \eta_{j,i} (\delta_{j,i,t}, u_{j,i,t}) u_{j,i,t} \quad [6]$$

$$\text{sujeito a } \sum_{j=0}^{\bar{j}_i} u_{j,i,t} = \check{u}_{i,t} \quad [7]$$

$$\underline{u}_{j,i} \leq u_{j,i,t} \leq \bar{u}_{j,i} \quad \forall j, \quad [8]$$

ressaltando que κ e $\delta_{j,i,t}$ não precisam ser multiplicados na função objetivo [6] pois são constantes na modelagem realizada.

O exemplo numérico a seguir irá utilizar duas funções convexas (assim como é a premissa de $-\eta_{j,i}$):

$$f_1(x_1) = (x_1 - 4)^2 \quad [9]$$

$$f_2(x_2) = f_1(2x_2) = (2x_2 - 4)^2, \quad [10]$$

sendo que no *unit commitment*, f_1 e f_2 correspondem à eficiência $\eta_{j,i}$, e a variável x corresponde a vazão turbinada em cada UG. Ressaltando que a premissa da equação [10] é essencial, no problema real corresponde ao caso em que as curvas colina de uma mesma usina são escaláveis em relação à vazão turbinada, ou seja,

$$\eta_{j,i}(\delta_i, u_{j,i}) = \eta_{j,i}(\delta_i, k u_{j,i}), \quad [11]$$

o que é uma definição válida, tendo em vista que, para uma mesma usina, o comportamento das curvas colina são bem similares e operam em valores de queda líquida δ próximos.

Posteriormente considera-se o seguinte problema de otimização

$$\underset{x_1, x_2}{\text{minimize}} \quad f = f_1(x_1)x_1 + f_2(x_2)x_2 \quad [12]$$

$$\text{sujeito a } x_1 + x_2 = 18, \quad [13]$$

sendo que no *unit commitment*, a equação [12] corresponde a [6], e a restrição [13] se refere ao atendimento da vazão desejada [7]. Optando por uma divisão igual entre x_1 e x_2 , ambos com valor 9, tem-se $f = 1989$. Já com uma divisão proporcional ao ótimo das funções específicas, tem-se $x_1 = 2x_2$, portanto $x_1 = 12$ e $x_2 = 6$, para esses valores $f = 1152$, que realmente corresponde ao mínimo do problema. Mostrando que dividir a produção das turbinas de maneira proporcional à produção ótima, conforme equação [5], é capaz de resolver o problema de maneira eficaz.

3.2 Definição de unidades geradoras a serem acionadas

Abordando primeiramente o caso de uma usina com UGs iguais, o problema em questão pode ser simplificado para definir apenas quantas unidades serão acionadas. Para isso é realizada uma análise de sensibilidade que verifica, para cada número de turbinas acionadas, o quão longe está a demanda do nível de produção mais eficiente. Tendo o valor para cada condição, simplesmente opta-se por aquela com menor valor, ou seja, na qual a demanda está mais próxima da produção na máxima eficiência.

Para usinas com turbinas diferentes, considera-se que a ordem em que as turbinas serão acionadas já foi definida de forma a otimizar os acionamentos/desligamentos, conforme explica a Subseção 3.3, a modelagem utilizada considerando UGs iguais pode então ser utilizada sem alterações.

3.2.1 Modelagem matemática

A condição ótima de operação de uma usina ocorre quando todas as turbinas acionadas estão em seu ponto de máxima eficiência, sabendo como calcular a produção de cada UG [5], é possível calcular o afastamento Δ da resposta em relação à operação ótima em função do número n de turbinas acionadas. Este afastamento para a usina i no tempo t é dado por:

$$\Delta_{i,t}(n) = \sum_{j_1=1}^n \left(\tilde{u}_{j_1,i,t} - \frac{\tilde{u}_{j_1,i,t}}{\sum_{j_2=1}^n \tilde{u}_{j_2,i,t}} \tilde{u}_{i,t} \right)^2, \quad [14]$$

onde $\tilde{u}_{j,i,t}$, como visto anteriormente, representa o valor de vazão mais eficiente para unidade j , e $\tilde{u}_{i,t}$ é um valor de vazão desejado. Pode-se ver que o desvio Δ será mínimo quando

$$d_{i,t}(n) = \frac{\tilde{u}_{i,t}}{\sum_{j_1=1}^n \tilde{u}_{j_1,i,t}} \rightarrow 1 \Rightarrow \Delta_{i,t}(n) = 0, \quad [15]$$

que corresponde a condição em que um certo número n de turbinas acionadas no ponto de máxima eficiência consegue produzir exatamente a vazão desejada, ou seja, $\sum_{j=1}^n \tilde{u}_{j,i,t} = \tilde{u}_{i,t}$.

Por conseguinte, dado um conjunto de UGs, existe um número n de unidades ativas que maximizam a eficiência da geração para atender a demanda estabelecida, podendo ser obtido por

$$\underset{n}{\text{minimize}} \quad \epsilon = (d_{i,t}(n) - 1)^2 \quad [1]$$

$$\text{sujeito a} \quad 1 \leq n \leq \bar{j}_i. \quad [17]$$

3.3 Política acionamentos e desligamentos

Como explicado na Seção 2.0, um bom algoritmo de *unit commitment* não deve apenas garantir que a demanda será atendida da melhor maneira possível, a minimização do número de acionamentos/desligamentos de turbinas é tão importante quanto. Lembrando que as usinas costumam planejar manutenções preventivas para as turbinas, a modelagem do problema deve então ser capaz de considerar tais impossibilidades.

Tendo isso em mente, a ordem de acionamento das turbinas irá ser calculada a cada instante de tempo levando em consideração 4 atributos, apresentados a seguir do mais importante para o menos importante:

1. Turbinas que podem operar no instante de tempo atual, uma vez que não é necessário levar em conta as UGs que devem permanecer desligadas;
2. Turbinas que estavam ligadas no instante anterior, ou seja $u_{j,i,t-1} > 0$ para o instante t analisado, de forma que uma turbina que já esteja ligada tenha prioridade sobre uma turbina que está desligada;
3. A potência no ponto de máxima eficiência, ou seja, turbinas com $\tilde{p}_{j,i}$ maior serão acionadas primeiro, de tal forma que em usinas com diferentes UGs, as maiores turbinas, que podem produzir mais potência com uma perda menor, tenham prioridade;
4. Turbinas que estão longe de serem desligadas devido a manutenção programada, caso duas turbinas estejam empatadas de acordo com os 3 atributos acima, a turbina que poderá ficar ligada por mais tempo terá prioridade.

Diferente de trabalhos anteriores, não foi modelada uma função objetivo para calcular o custo de acionamentos, os atributos utilizados para ordenar são bem simples e produziram uma boa resposta para os testes realizados, conforme será apresentado na Seção 4.0.

4.0 - TESTES COMPARATIVOS

A fim de mostrar a qualidade da resposta obtida pela heurística implementada, diversos testes serão realizados utilizando dados reais da usina de Três Marias, que possui 6 unidades geradoras iguais (turbinas com a mesma curva colina).

4.1 Teste 1

Para o teste em questão, serão contempladas quatro abordagens diferentes:

- Abordagem 1: utilizando dados de curva colina com a heurística proposta;
- Abordagem 2: utilizando dados de curva colina, buscando acionar o mínimo possível de turbinas, simulando uma política que busca minimizar o número de acionamentos;
- Abordagem 3: utilizando dados de curva colina, buscando acionar o máximo possível de turbinas, simulando uma política que deseja uma maior robustez, acionando mais turbinas para se ter confiança que a demanda será atendida;
- Abordagem 4: utilizando coeficiente de produtividade (CP) com a heurística proposta, algo mais simples pois contorna todas as particularidades que a utilização da curva colina necessita.

Sendo que CP corresponde a uma maneira mais simples de aproximar o rendimento de uma turbina ao calcular a potência produzida pela usina. A equação utilizada para a curva colina [1] poderá ser simplificada como $p_i = \lambda_i(h_{mont,i})u_i$, sendo λ_i o valor de CP para a altura montante $h_{mont,i}$ atual. Ressaltando também que todas as abordagens utilizam a mesma heurística de alocação da demanda entre as turbinas acionadas, e de otimização de acionamentos/desligamentos.

A fim de obter resultados com uma maior confiabilidade, cada abordagem será simulada para oito casos de teste com demandas diferentes, conforme a figura 1 mostra.

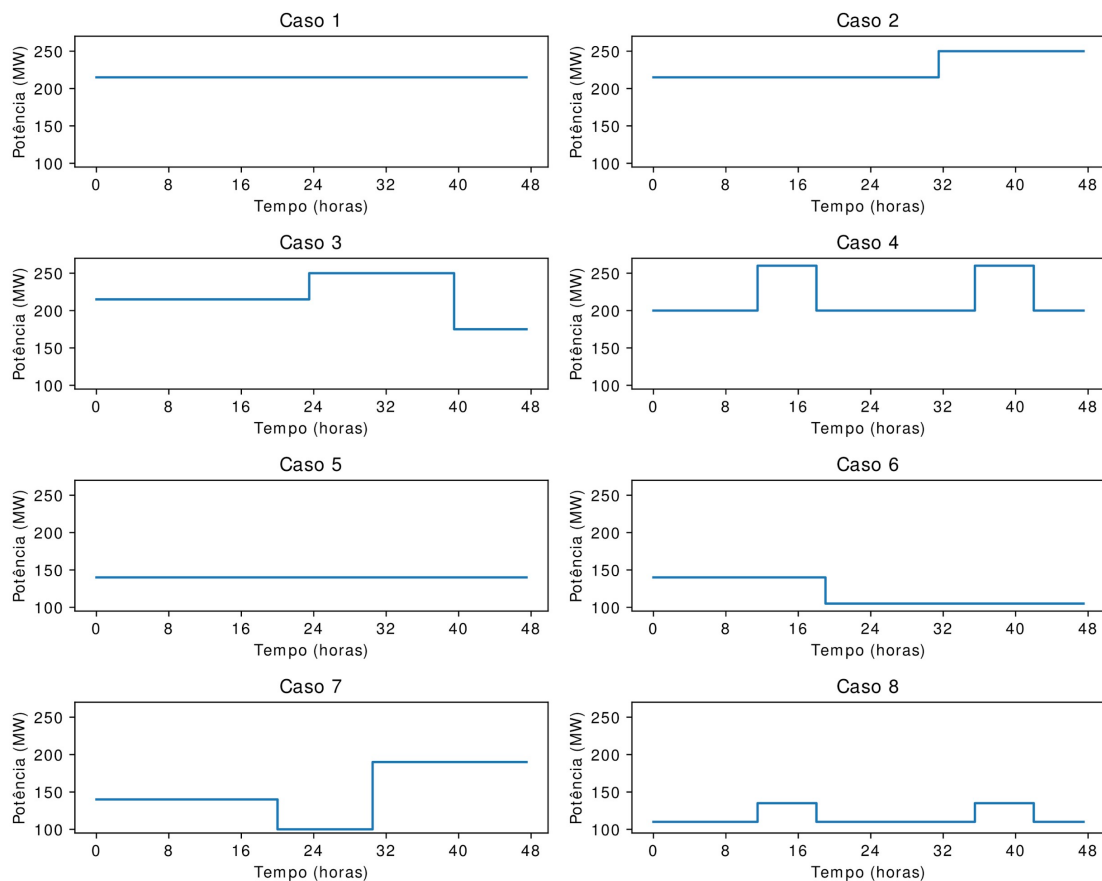


FIGURA 1 – Demanda de cada caso de teste.

Todos os casos consideram um intervalo de discretização de meia hora, contemplam um horizonte de dois dias de simulação, e possuem as mesmas condições de afluência ($80\text{m}^3/\text{s}$) e volume inicial de reservatório (34,236% do volume útil). Além disso vale ressaltar que as respostas obtidas sempre respeitam as zonas operativas.

A Tabela 1 explicita os resultados dos testes realizados, o desejável é obter o maior volume útil possível, indicando que a demanda foi atingida utilizando uma menor quantidade de água. Tendo isso em mente percebe-se que a abordagem 1 gera respostas mais eficientes. Os resultados da abordagem 2 e 3 são úteis para validar a decisão de turbinas a serem acionadas, detalhada na Subseção 3.2, e as respostas da abordagem 4 mostram com clareza a vantagem de se modelar as turbinas utilizando a curva colina.

A diferença entre os resultados de cada abordagem, apesar de aparentemente pequena, torna-se considerável

ao analisar o efeito dessa economia a longo prazo. A Tabela 2 mostra de maneira mais objetiva a diferença na resposta de cada abordagem em relação a abordagem 1, que foi considerada como base. As duas primeiras métricas explicitam a diferença no uso de água, e a última linha mostra o impacto de cada abordagem na geração real.

TABELA 1 – Porcentagem do volume útil para testes em Três Marias.

	Abordagem 1	Abordagem 2	Abordagem 3	Abordagem 4
Caso 1	33,688	33,679	33,684	33,662
Caso 2	33,651	33,645	33,649	33,626
Caso 3	33,671	33,667	33,668	33,647
Caso 4	33,682	33,680	33,678	33,658
Caso 5	33,914	33,914	33,894	33,895
Caso 6	33,975	33,975	33,962	33,959
Caso 7	33,887	33,887	33,873	33,867
Caso 8	33,981	33,981	33,971	33,967

TABELA 2 – Comparação das abordagens (tendo como base a resposta da abordagem 1)

	Abordagem 2	Abordagem 3	Abordagem 4
Gasto médio diário (%)	0,001	0,004	0,010
Projeção gasto mensal (hm ³)	5,912	19,202	46,639
Diferença média entre potência produzida (MW)	0	0	6,677

Analisando a Tabela 2 em relação a abordagem 4, por exemplo, há uma economia média de 0,01% de água (a cada dia), no intervalo de um mês seria economizado 0,3%, valor correspondente a 46,639hm³ de água, volume maior que o reservatório da usina de Baguari.

A última linha da Tabela 2 deve ser analisada com maior cuidado, uma diferença de 0 significa que a potência produzida pelas duas respostas é igual, no caso das 3 primeiras abordagens, tal valor é exatamente igual à demanda, já que essas abordagens fazem uso da curva de rendimento. Para as abordagens 2 e 3, então, a diferença se dá pela escolha do número de UGs ativas. Já a abordagem 4 possui uma diferença média de 6,677, ou seja, a cada intervalo de discretização, é produzido, em média, 6,677MW de potência a mais que a demanda. Essa diferença ocorre pois, ao utilizar o CP, é necessário uma vazão maior (em comparação com o valor da curva colina) para produzir uma certa potência, ou seja, a eficiência da turbina é subestimada. No *unit commitment* isso acaba resultando numa vazão turbinada maior que o necessário, e por consequência numa produção final maior que a demanda.

A Figura 2 explicita bem essa diferença entre o CP e a curva colina no cálculo da potência. Considerando a mesma altura montante, a vazão turbinada foi variada e a potência foi calculada para as duas estratégias, percebe-se que o gráfico do CP é uma função linear que não mostra exatamente o comportamento real da potência.

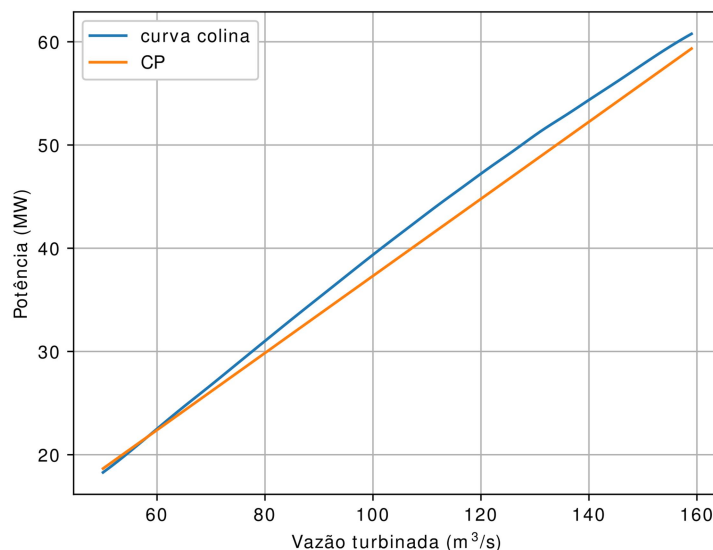


FIGURA 2 - Comparação entre uso do CP e da curva colina, considerando uma turbina ligada.

4.2 Teste 2

A fim de testar a otimização dos acionamentos/desligamentos, detalhada na Subseção 3.3, o caso 7 foi modificado para considerar 4 manutenções programadas:

1. UG 3, começando às 7 horas e terminando às 22 horas;
2. UG 6, das 21 horas do primeiro dia, até as 7 horas do segundo dia;
3. UG 5 entre as 9 e 16 horas do segundo dia;
4. UG 2, durante todo o intervalo da simulação.

A figura 3 mostra que, utilizando a heurística proposta, os únicos acionamentos e desligamentos necessários foram em mudanças de demanda.

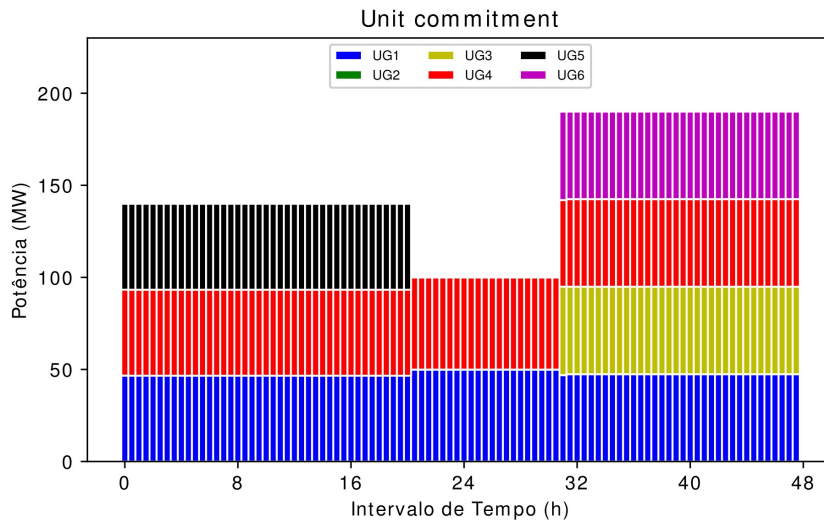


FIGURA 3 – *Unit commitment* utilizando heurística proposta.

Já a figura 4 mostra uma simulação na qual não se considerou manutenções futuras para ordenar o acionamento das turbinas, ou seja, o parâmetro 4 da subseção 3.3 foi ignorado. Percebe-se que a UG 3 é acionada no início da simulação mesmo que já se tenha a informação de que ela deverá ser desligada às 7 horas, gerando um desligamento desnecessário no início da manutenção 1. A manutenção 3 também gerou um desligamento a mais pelo mesmo motivo.

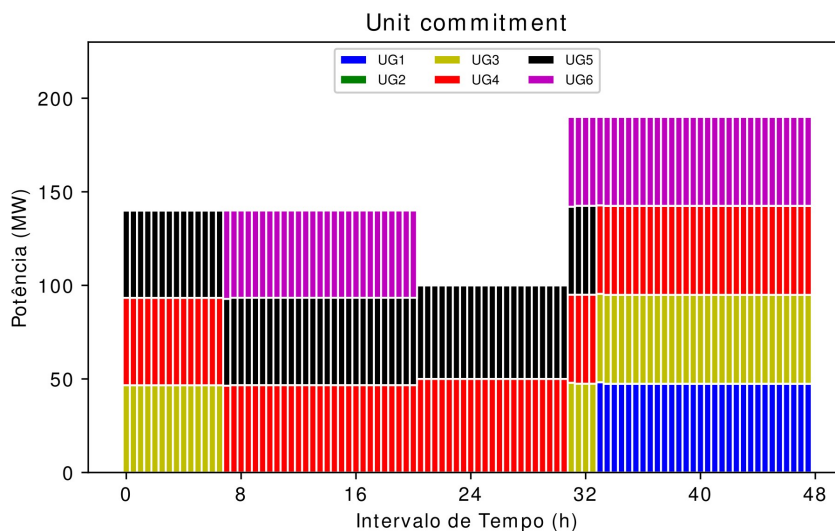


FIGURA 4 – *Unit commitment* ignorando manutenções futuras.

Como ambas respostas possuem a mesma eficiência, resultando na mesma porcentagem de volume útil ao final da simulação, pode-se dizer que a primeira resposta é mais eficiente, pois evitou acionamentos desnecessários, preservando a vida útil das turbinas utilizadas.

5.0 - CONCLUSÃO

O trabalho em questão mostra de maneira objetiva a modelagem do *unit commitment* para uma usina hidrelétrica, bem como uma heurística capaz de resolver tal problema.

A análise dos resultados obtidos mostra que o algoritmo proposto alcança uma resposta satisfatória, que seria capaz de reduzir consideravelmente o uso de água em um horizonte de médio prazo, algo lucrativo para a empresa e bom para o meio ambiente, em especial considerando a crise hídrica recente. Ademais, tendo em vista que a heurística implementada gasta pouco recurso computacional, com tempo de execução na ordem de segundos, tal estratégia pode ser amplamente utilizada no planejamento de curto prazo, algo impraticável para modelagens mais complexas que utilizam muito recurso computacional.

Além disso pôde-se mostrar numericamente que a utilização da curva colina possibilita uma resposta mais eficiente que simplificações comumente utilizadas, como o coeficiente de produtividade, evidenciando a importância de uma modelagem completa que leva em consideração as não linearidades inerentes do problema.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Arce, A., Ohishi, T., and Soares, S. (2002). Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipú Hydroelectric Plant. Technical Report 1.
- (2) Brito, B. H., Finardi, E. C., and Takigawa, F. Y. K. (2015). Análise Comparativa De Diferentes Metodologias Para a Solução do Problema do Comissionamento de Unidades Hidrelétricas. XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu, 49(236):22—23
- (3) Chaves, L., Dos Santos, B., Diniz, A. L., and Cepel, C. (2017). Programação Dinâmica Dual: estratégias eficientes aplicadas a problemas estocásticos de coordenação hidrotérmica. XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, (9):941--911.
- (4) Dal' Santo, T. and Simões Costa, A. (2016). Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units. Electric Power Systems Research.
- (5) Finardi, E. C. and da Silva, E. L. (2006). Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming. IEEE Transactions on Power Systems.
- (6) Finardi, E. C. And Scuzziato, M. R. (2013). Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem. International Journal of Electrical Power and Energy Systems.
- (7) González-fernández, R. A. and Oviedo-Sanabria, R. E. (2015). Planejamento Energético de Curto Prazo da Usina de Itaipu Considerando Incertezas. XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu, (3).
- (8) Guedes, L. S., De Mendonca Maia, P., Lisboa, A. C., Vieira, D. A. G., and Saldanha, R. R. (2017). A Unit Commitment Algorithm and a Compact MILP Model for Short-Term Hydro-Power Generation Scheduling. IEEE Transactions on Power Systems.
- (9) Lima, R. M., Marcovecchio, M. G., Novais, A. Q., and Grossmann, I. E. (2013). On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):4336—4347.
- (10) Nilsson, O. and Sjelvgren, D. (1997). Variable Splitting Applied to Modeling of Start-up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling. IEEE Transactions on Power Systems, 12(2).
- (11) Singh, V. K. and Singal, S. K. (2016). Operation of hydro power plants - a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- (12) Soares, S. (1997). Minimum loss predispatch model for hydroelectric power systems. IEEE Transactions on Power Systems.
- (13) Tong, B., Zhai, Q., and Guan, X. (2013). An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility. IEEE Transactions on Power Systems.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Matheus de Oliveira Mendonça é graduado em engenharia elétrica pela UFMG (2017) e foi aluno intercambista na Universidade de Strathclyde/Reino Unido pelo mesmo curso durante 2014. Já trabalhou em projetos de iniciação científica no OptMALab da UFMG e foi integrante da equipe de engenharia da Gaia SolutionsonDemand. Em 2018 iniciou o mestrado na UFMG na área de otimização e, atualmente, é pesquisador associado da ENACOM e professor de ciência de dados na COTEMIG. Possui como interesse as áreas de otimização e aprendizado de máquinas.

Pedro Henrique Feres Campos é graduando em Engenharia de Controle e Automação na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) com conhecimentos aprofundados na vertente de programação e eletrônica adquiridos durante a participação de projetos extracurriculares como Fórmula UFMG e monitoria. Atualmente pesquisador júnior na ENACOM na célula de otimização.

Douglas Alexandre Gomes Vieira possui pós-doutorado, doutorado e graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Trabalhou como pesquisador Associado no Imperial College London (UK) em 2007 e fez doutorado sanduíche na Universidade de Oxford (UK) em 2005. Serve como revisor de revistas internacionais e participa da organização de conferências no exterior. Atualmente é Diretor Executivo do ENACOM Handcrafted Technologies e participa do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Tem interesse na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Otimização Multiobjetivo e Aprendizagem de Máquinas e na interface destas.

Gustavo Rodrigues Lacerda Silva possui graduação em Sistemas de Informação pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (2006), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (2011) e doutorado pela mesma instituição (2018). Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Modelos de Simulação, atuando principalmente nos seguintes temas: Inteligência Artificial Distribuída, Sistemas Multiagentes, Arquitetura de software e Engenharia de Software. Já coordenou implantações de sistemas de grande porte para empresas de telecom, logística, setor elétrico e governo, entre outros. É diretor de tecnologia da Enacom.

Diogo Carneiro Ribeiro Bueno Martins é graduado em engenharia civil pela UFMG (2012) e foi aluno intercambista na École des Ponts PARISTECH pelo mesmo curso em 2011 e 2012. Trabalha na Gerência de Planejamento Energético da Cemig Geração e Transmissão S.A. desde 2013, desempenhando atividades de elaboração de programa de geração e controle de cheias para usinas hidrelétricas. Já foi representante da Cemig em diversos comitês de bacias e hoje é membro do Grupo de Trabalho de Recursos Hídricos da Associação Brasileira de Geradores de Energia Elétrica – ABRAGE. Concluiu em 2019 o curso de Pós-Graduação MBA em Administração FGV – Setor Elétrico.

Emerson Eustaquio Costa possui mestrado em Engenharia elétrica pela PUC-MG (2006). Especialização Lato-Sensu em Análise de Sistemas de Informação pela Fumec (1998) e Educação Matemática pelo Uni-bh(1998). Graduado em Matemática pelo Uni-BH (1997). Atualmente é professor titular na Universidade Fumec nas áreas de matemática e programação e Doutorando em Modelagem Matemática e Computacional pelo Cefet-MG.

Rodney Rezende Saldanha possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (1980), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (1983) e doutorado em Doutorado em Engenharia Elétrica - Institut National Polytechnique de Grenoble (1992). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Minas Gerais. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Circuitos Magnéticos , Eletromagnetismo, atuando principalmente nos seguintes temas: método de elementos finitos, cálculo de campos eletromagnéticos, métodos de programação matemática, métodos numéricos, otimização de forma em eletromagnetismo e otimização em sistemas elétricos de energia.