

Otimização do Agendamento de Manutenção de Unidades Geradoras de Usinas Hidrelétricas Utilizando Ant Colony Optimization

Elisa Oliveira* Marcos T. B. Oliveira** André L. M. Marcato***
Patrícia S. O. Silva**** Giovani S. Junqueira†

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: elisa.oliveira@engenharia.ufjf.br)

** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: oliveira.marcos@engenharia.ufjf.br)

*** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: andre.marcato@engenharia.ufjf.br)

**** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: patricia.sousa@engenharia.ufjf.br)

† Usina Hidrelétrica de Santo Antônio - Porto Velho, RR, (e-mail: giovani@santoantonioenergia.com.br)

Abstract: Efficient scheduling of generator maintenance is crucial to ensure the reliability and availability of the power generation system. However, the complexity of these tasks, along with the specific regulatory constraints of the Brazilian electrical sector, make this process challenging. In this context, this article presents an approach based on Ant Colony Optimization to optimize the maintenance schedule of generator units in a hydroelectric power plant, considering regulatory aspects related to the Availability Factor. The objective is to determine the optimal timing for the maintenance of each generator unit within an annual timeframe with daily discretization.

Resumo: A programação eficiente da manutenção de unidades geradoras é crucial para garantir a confiabilidade e disponibilidade do sistema de geração de energia elétrica. No entanto, a complexidade dessas tarefas, juntamente com as restrições regulatórias específicas do setor elétrico brasileiro, tornam esse processo desafiador. Neste contexto, este artigo apresenta uma abordagem baseada no Ant Colony Optimization para otimizar a agenda de manutenção de unidades geradoras em uma usina hidrelétrica, levando em consideração os aspectos regulatórios relacionados ao Fator de Disponibilidade. O objetivo é determinar o dia para iniciar a manutenção de cada unidade geradora em um horizonte anual com discretização diária.

Keywords: Ant Colony Optimization; Availability factor; Maintenance scheduling; Hydroelectric power plant; Regulatory constraints

Palavras-chaves: Fator de Disponibilidade; Manutenção; Otimização por Colônia de Formigas; Usina hidrelétrica; Restrições regulatórias

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual é um mecanismo financeiro criado com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre os geradores hidrelétricos (ANEEL, 2003). Este risco ocorre pois as usinas podem não gerar o suficiente para atender o montante contratado, nesse caso, deverão comprar energia de outros agentes geradores com superavit de energia.

Neste cenário, de forma a avaliar o desempenho das usinas, foi criado na Resolução Normativa nº 688/2003 e aprimorado pela Resolução Normativa nº 614/2014 (ANEEL, 2014), o Fator de Disponibilidade (FID). O FID verifica se

as usinas cumpriram os seus requisitos de disponibilidade de geração, onde seu cálculo leva em consideração paradas forçadas e programadas. Além disso, é utilizado para reduzir matematicamente a capacidade da usina, sendo assim, o agente será impactado financeiramente, pois a usina em questão necessitará comprar de energia de outros geradores para atender seus contratos.

Dessa forma, o calendário das manutenções programadas das Unidades Geradoras (UG) é de grande relevância para as usinas hidrelétricas brasileiras, uma vez que um mal planejamento do calendário pode levar a penalização de FID por parada programada. A penalização ocorre quando a usina verte água por não ter UGs disponíveis devido à manutenção programada. Portanto, é de grande interesse para gestores de usinas que haja um modelo de otimização

que considere o impacto da manutenção programada no FID.

A modelagem para otimização da agenda de manutenção possui variáveis binárias e contínuas, além de restrições disjuntivas, tornando o problema complexo e inviável de se solucionar de maneira convencional, sendo necessário a aplicação de técnicas inteligentes, principalmente quando se considera usinas de grande porte (Kumar and Singh, 2015; Baptiste, 1996).

Uma das técnicas inteligentes mais utilizadas é o Ant Colony Optimization (ACO), onde diversos trabalhos na literatura aplicam a modelagem para solucionar problemas na engenharia. O trabalho de Elshafiey and Abido (2021) demonstrou o uso do ACO para resolver o problema de fluxo de potência ótimo considerando fontes de energia renovável. Ravipudi and Kumar (2021) e Chen and Xu (2022) aplicaram o ACO para otimizar a alocação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição.

Dessa forma, o presente trabalho propõe a aplicação da meta-heurística *Ant Colony Optimization* na otimização da agenda de manutenção de usinas hidrelétricas brasileiras. A metodologia apresentada é fortemente baseada nos aspectos regulatórios apresentados e será aplicada utilizando dados reais da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, a qual é fortemente impactada pelo FID (Nascimento, 2020).

Portanto, as principais contribuições desse trabalho são:

- Meta heurística aplicada para otimização da agenda de manutenção de unidades geradoras;
- Modelagem observando aspectos de manutenção, operacionais e regulatórios envolvendo a disponibilidade de hidrelétricas.

2. FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA

2.1 Cálculo dos Indicadores de Desempenho

As indisponibilidades avaliadas pelo ONS são apurados por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa). Dessa forma, para cada usina despachada centralizadamente pelo ONS, deverão ser calculados os índices TEIP e TEIFa, mensalmente conforme as Equações 1 e 2, sendo i o índice da unidade geradora em operação comercial, n o número de unidades geradoras em operação comercial e j o índice do mês apurado.

$$TEIP = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDP + HEDP)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HP)_{ij}} \quad (1)$$

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDF + HEDF)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDF + HEDF + HS + HDCE + HRD)_{ij}} \quad (2)$$

Onde:

P	Potência instalada da unidade geradora i ;
HDP	Número de horas de desligamento programado da unidade i no mês j ;
$HEDP$	Número de horas de equivalentes de desligamento programado da unidade i no mês j ;
HP	Número de horas do período de apuração considerado no mês j para a unidade i ;
HDF	Número de horas de desligamento forçado da unidade i no mês j ;
$HEDF$	Número de horas equivalentes de desligamento forçado da unidade i no mês j ;
HS	Número de horas em serviço da unidade i no mês j ;
HRD	Número de horas de reserva desligada da unidade i no mês j ;
$HDCE$	Número de horas desligada por condições externas da unidade i no mês j .

Analisando as equações é possível notar quais são os índices passíveis de alterações para que as taxas sejam menores. Na Equação 1, que indica o cálculo da TEIP, os índices envolvidos no numerador são associados as horas de manutenção programadas ou preventivas das UGs e, portanto, podem ser modificadas com o devido planejamento.

2.2 Impacto do FID

Após os índices de TEIP e TEIFa apurados, é possível encontrar o valor do FID, como mostram as Equações 3, 4 e 5.

$$IDv = (1 - TEIP) \times (1 - TEIFa) \quad (3)$$

$$ID = (1 - IP) \times (1 - TEIF) \quad (4)$$

$$FID = \frac{IDv}{ID} \quad (5)$$

Onde:

IDv	Índice de Disponibilidade Verificado;
ID	Índice de Disponibilidade de Referência;
IP	Indisponibilidade Programada;
$TEIF$	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada.

Portanto, caso o FID seja menor que 1, a usina avaliada terá sua garantia física reduzida conforme a regulação vigente. A Equação 6 apresenta a atuação do FID.

$$GFa = \min(GF, GF \cdot FID) \quad (6)$$

Onde:

GFa	Garantia Física apurada;
GF	Garantia Física vigente.

Com a garantia física reduzida, haverá necessidade, por parte do agente, de compra de energia de outros agentes para atendimento aos seus requisitos contratuais. O impacto será no valor da participação deste agente dentro do MRE, podendo ser relevante em termos financeiros.

3. OTIMIZAÇÃO DA AGENDA DE MANUTENÇÃO

Esta seção tem a finalidade de descrever as equações da otimização do cronograma da manutenção de usinas hidrelétricas no âmbito regulatório do FID. A modelagem do problema envolve variáveis binárias e reais categorizando-se portanto em um problema de Programação Linear Inteira Mista ou *Mixed Integer Linear Programming* (MLIP).

O objetivo é otimizar o planejamento da operação e o início da manutenção de cada UG, representada pelo subíndice g . Além disso, cada UG possui diversas manutenções com durações diferentes e representadas pelo subíndice m , sendo cada uma delas otimizadas de forma separada em um processo iterativo descrito com mais detalhes na sequência.

A agenda de manutenção e operação otimizada é feita em base diária, onde cada dia é representado pelo sub-índice d . A modelagem completa para otimização é descrita nas Equações 7–14.

$$\min HEDP = \sum_{d=1}^D hedp_d \quad (7)$$

Sujeito a:

$$vturb_d = \sum_{g=1}^G op_{g,d} \cdot \overline{vturb}_{g,d} \quad \forall d \in D \quad (8)$$

$$vturb_d + vvert_d = vafld \quad \forall d \in D \quad (9)$$

$$(i_manut_{m,g,d} = 0) \vee \left(\sum_{s=0}^{M_g-1} op_{g,d+s} = 0 \right) \quad \forall g \in G, \\ d = 1, 2, 3, \dots, D - M_{m,g} + 1 \quad (10)$$

$$vvert_hedp_d = \sum_g \overline{vturb}_{g,d} - vturb_d \quad \forall d \in D \quad (11)$$

$$hedp_d = \frac{vvert_hedp_d}{\left(\sum_g \overline{vturb}_{g,d} \right) / G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (12)$$

$$op_{g,d}, i_manut_{g,d} \in [0, 1] \cap \mathbb{Z} \quad (13)$$

$$vturb_d, vvert_d, vvert_hedp_d, hedp_d \geq 0 \quad (14)$$

Onde:

G	Número de unidades geradoras;
G^*	Número de unidades geradoras com condições de operar de acordo com a altura de queda;
D	Número de dias;
R	Número de rodadas (tipos) de manutenção;
$op_{g,d}$	Modo operativo da unidade g no dia d ;

$i_manut_{m,g,d}$	Dia de início da manutenção m da unidade g no dia d ;
$vvert_d$	Vazão vertida pela usina no dia d (m^3/s);
$vturb_d$	Vazão turbinada pela usina no dia d (m^3/s);
$\overline{vturb}_{g,d}$	Turbinamento máximo da unidade g no dia d (m^3/s);
$vafld$	Vazão afluente no dia d (m^3/s);
$vvert_hedp_d$	Vazão vertida característica de penalização no dia d (m^3/s) e identificada como HEDP;
$hedp_d$	Horas classificadas com horas equivalentes de desligamento programado no dia d .
$M_{m,g}$	Duração da manutenção m da unidade g ;

Neste problema, a Função Objetivo (FOB), representada por (7), busca minimizar o indicador de desempenho por parada programada. A Equação 8 define que a vazão turbinada somada a vazão vertida, deve ser sempre igual a vazão afluente do rio. Já a Equação 10 é uma restrição disjuntiva, determinando que uma vez iniciada, a manutenção deve ser contínua. As Equações 11 e 12 remetem ao cálculo do HEDP. Já as Equações 13 e 14 representam as restrições de canalização.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

A técnica inteligência artificial utilizada neste artigo refere-se à otimização utilizando o algoritmo *Ant Colony Optimization* (ACO) ou Otimização Colônia de Formigas. Este método é uma heurística que atua no comportamento de formigas para o mapeamento dos cenários de soluções possíveis, resultando em uma solução factível para o problema e é muito utilizada para a solução de problemas combinatórios. Assim, o problema de agendamento da manutenção de unidades geradoras, caracterizado por ser um problema de Programação Linear Inteira Mista, consegue ser resolvido.

4.1 Ant Colony Optimization

Formigas reais são capazes de encontrar um caminho mais curto de uma fonte de comida para a sua colônia, sem utilizar recursos visuais, apenas explorando as informações do feromônio que são deixados por outras formigas, é a chamada inteligência coletiva. Tal comportamento é a grande inspiração para o desenvolvimento do algoritmo *Ant Colony Optimization*.

As formigas, assim como outros insetos sociais, são distribuídas em comunidades que possuem indivíduos simples, porém apresentam uma organização social altamente estruturada. Como resultado desta organização, colônias de formigas podem realizar tarefas complexas que, em alguns casos, excedem a capacidade individual de cada indivíduo Dorigo et al. (2006).

Enquanto caminham em busca de alimentos, as formigas depositam uma substância química denominada feromônio, formando uma trilha sensorial. Tal trilha, ao ser encontrada por outro indivíduo, promove reações comportamentais e é utilizada como meio de comunicação entre

a população de indivíduos. Esta comunicação indireta é denominada estigmergia, em que um indivíduo da população, alterando um meio próximo a sua localização, altera, também, todo ambiente onde ele esteja, provocando, posteriormente, reações de outros indivíduos baseadas nesta modificação individual. Dessa forma, o caminho com maior depósito de feromônio é o que as formigas seguirão até uma fonte de comida, sendo considerado o menor caminho entre o ninho e o alimento Dorigo et al. (2006).

Esse processo pode ser facilmente visualizado pela Figura 1, onde em **-1-** as formigas estão no processo de encontrar o melhor caminho, em **-2-** algumas formigas já encontraram a fonte de alimento e começam a depositar feromônio e, finalmente, em **-3-** a maioria das formigas seguem o caminho definido, onde há maior depósito de feromônio.

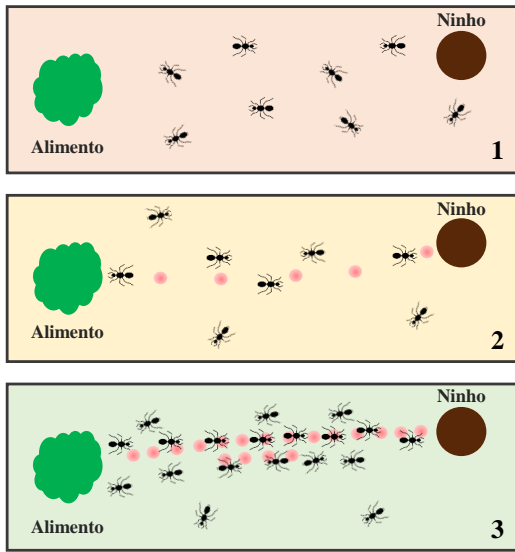


Figura 1. Comportamento das formigas.

A auto-organização presente nas colônias de insetos sociais, que coordena uma população de formigas, é a ideia principal utilizada na implementação de algoritmos baseados em colônias de formigas

Matematicamente, a representação desse depósito de **feromônio** pode ser representado conforme a Equação (15).

$$\tau_i^{h+1} = \tau_i^h + \sum_{j=1}^n \tau_i^j \quad (15)$$

Onde:

- τ_i^{h+1} Feromônio atualizado da iteração $h + 1$;
- τ_i^h Feromônio já existente da iteração h anterior;
- $\sum_{j=1}^n \tau_i^j$ Somatório do depósito de feromônio de todas as formigas da colônia na solução j da iteração $h + 1$;
- n Número de formigas na colônia.

Em problemas de otimização utilizando o ACO tem-se:

- **Problemas de Maximização:** $\tau = FOB$

- **Problemas de Minimização:** $\tau = 1/FOB$

Vale ressaltar, que soluções inviáveis podem ocorrer, nesse caso, deve-se penalizar a Função Objetivo (FOB), garantindo assim, a viabilidade da solução encontrada. Logo, a FOB deve ser penalizada da seguinte maneira:

- **Problemas de Maximização:** $FOB \rightarrow \infty$
- **Problemas de Minimização:** $FOB \rightarrow 0$

Por fim, deve-se considerar a evaporação da taxa de feromônio, causada por sol, chuva ou vento, favorecendo a exploração de caminhos diferentes e apagando erros ou caminhos ruins já feitos. Dessa forma, a evaporação é feita conforme a Equação (16).

$$\tau_i^{h+1} = (1 - \rho)\tau_i^{h+1} \quad (16)$$

$$0 < \rho \leq 1 \quad (17)$$

Onde:

ρ Taxa de evaporação

4.2 Aplicação do ACO na Otimização da Agenda de Manutenção

Como já mencionado anteriormente, o objetivo da otimização da manutenção desenvolvida é minimizar o HDF do horizonte de estudo. A modelagem do ACO será utilizada para otimizar o início da manutenção de cada UG minimizando o HDP. O fluxograma da Figura 2 apresenta todos os passos da metodologia proposta. Cada etapa será descrita com detalhes na sequência.

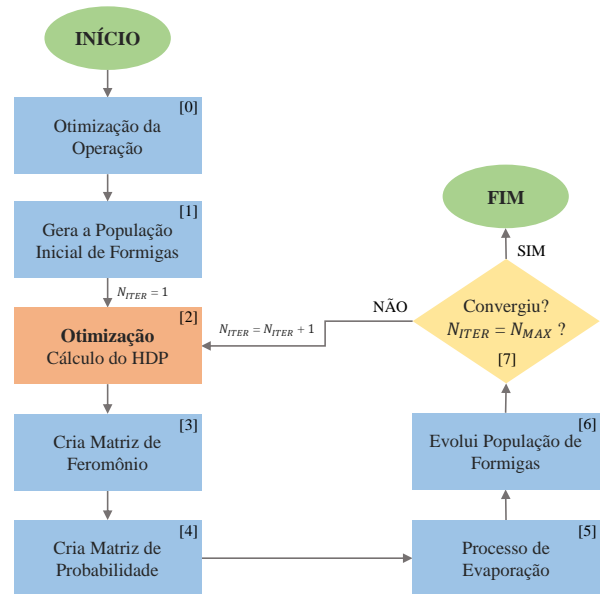


Figura 2. Fluxograma da metodologia proposta.

Etapa 0 – Otimização da Operação: Primeiramente, é necessário definir a operação diária de cada UG ao longo do horizonte de estudo. As Equações 18 - 23 apresentam a otimização dessa etapa.

$$\min \sum_{d=1}^D vvert_d \quad (18)$$

Sujeito a:

$$vturb_d = \sum_{g=1}^G x_{g,d} \cdot \overline{vturb}_{g,d} \quad \forall d \in D \quad (19)$$

$$vturb_d + vvert_d = vapen_d \quad \forall d \in D \quad (20)$$

$$x_{g,d} + manut_{g,d} = 1 \quad \forall d \in D, manut_{g,d} = 1 \quad (21)$$

$$x_{g,d} \in [0, 1] \cap \mathbb{Z} \quad (22)$$

$$vvert_d \geq 0 \quad (23)$$

Vale destacar que as manutenções ainda não são otimizadas, dessa forma, o problema consegue ser resolvido rapidamente. Além disso, a matriz $manut_{g,d}$ é iniciada zerada e atualizada a cada rodada de manutenção. O ACO será responsável por alocar as manutenções, conforme as etapas seguintes.

Etapa 1 – Gera População Inicial: Decide-se qual o tamanho da população inicial para o problema, ou seja, quantos indivíduos (formigas). No caso da aplicação proposta o indivíduo tem o seguinte formato:

$$Ind_1 = [d_1 \quad d_2 \quad \dots \quad d_{N_{UG}}]$$

Onde o número de colunas é o número de unidades geradoras (N_{UG}) da usina e cada valor na coluna representa um possível dia de início da manutenção para cada UG.

Etapa 2 – Cálculo do HDP: Calcula-se o vertimento causado por manutenção ($vvert_{hedp_d}$) e o HEDP de cada indivíduo conforme apresentado na Equação 24.

$$HEDP_d^* = \frac{vvert_{hedp_d}}{\left(\sum_g^{G^*} \overline{vturb}_{g,d} \right) / G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (24)$$

A FOB de cada indivíduo é o HEDP total no horizonte de estudo, conforme a Equação 25.

$$FOB_{ind} = \sum_{d=1}^D HEDP_d^* \quad (25)$$

Etapa 3 – Matriz de Feromônio (MF): A matriz de feromônio é obtida através do somatório de $1/FOB$, para problemas de minimização, como o problema proposto. Para exemplificar, considere três indivíduos e o valor de FOB associado a eles:

$$\begin{aligned} Ind_1 &= [1 \quad 2 \quad 2] & FOB &= X \\ Ind_2 &= [2 \quad 3 \quad 3] & FOB &= Y \\ Ind_3 &= [1 \quad 3 \quad 1] & FOB &= Z \end{aligned}$$

Dessa forma, MF seria:

$$MF = \begin{bmatrix} 1/X + 1/Z & 0 & 1/Z \\ 1/Y & 1/X & 1/X \\ 0 & 1/Y + 1/Z & 1/Y \end{bmatrix}$$

Observe ainda que a cada iteração cada posição de MF é acrescida de $1/FOB$ dos novos indivíduos.

Etapa 4 – Matriz de Probabilidade (MP): Para obter a MP basta dividir cada elemento da matriz MF pelo somatório da coluna que este elemento se encontra, e por fim, multiplicar por 100.

Etapa 5 – Evaporação: Aplica-se uma taxa de evaporação ρ na MF obtida na **Etapa 3**. Conforme abaixo:

$$MF = (1 - \rho) \cdot MF$$

Etapa 6 – Evolução da População: Após as etapas anteriores é necessário sortear a novos indivíduos. Esse sorteio é direcionado considerando o depósito de feromônio pela MF. Para representar as formigas que não seguem o feromônio e as soluções não ficarem totalmente enviesadas, faz-se um sorteio de um valor entre 0-100%, caso esse valor seja menor que 20% o novo indivíduo é sorteado aleatoriamente entre os dias possíveis para cada UG. Caso contrário, o indivíduo segue a probabilidade do depósito de feromônio. Novamente é sorteado um número entre 0-100% e esse valor segue a zona com essa probabilidade. Abaixo segue um exemplo de como a matriz de probabilidade (MP) é tratada.

$$MP = \begin{bmatrix} 60\% & 0 & 35\% \\ 40\% & 30\% & 55\% \\ 0 & 70\% & 10\% \end{bmatrix}$$

Neste caso, caso o valor sorteado seja de 40% para a UG01, a primeira posição do indivíduo 1 será dia 1. Caso o valor seja 70% o dia escolhido será o dia 2.

Etapa 7 – Convergência: No final do processo verifica-se a convergência do problema de acordo com o critério de parada escolhido. Nesta aplicação o critério de parada foi número máximo de iterações N_{MAX} . Caso o problema não tenha atingido a convergência volte a **Etapa 2**, caso contrário, pare.

As simulações foram realizadas no computador com as seguintes configurações: Processador Intel® Core™ i5-7200U com 2.50GHz e 16 GB de RAM, Linux versão 5.11.0. O código foi desenvolvido em Python e o equacionamento é realizado pela *toolbox* Pyomo e o otimizador aplicado para solução do problema não linear foi o CBC, conforme a Figura 3.

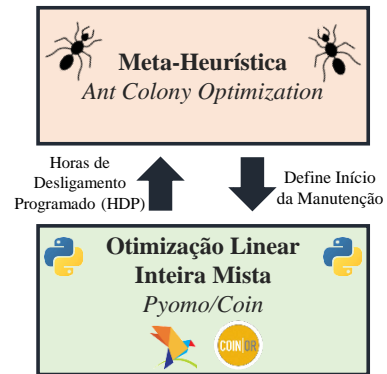


Figura 3. Fluxograma da Metodologia Proposta.

5. ESTUDOS DE CASO

5.1 Caso I - Teste

De forma a testar o desempenho do ACO, foi criado um caso de teste com 2 UGs iguais com um horizonte de simulação de 36 dias. A Figura 4 mostra o volume turbinado máximo das UGs e a vazão afluyente para cada dia da simulação.

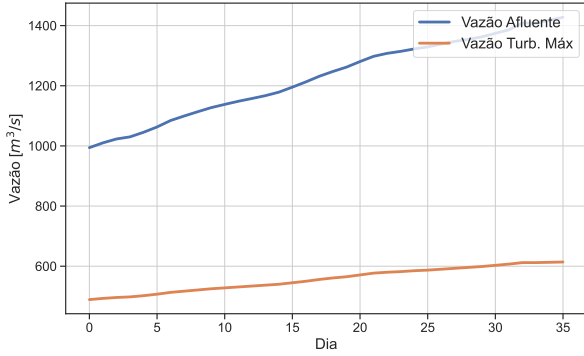


Figura 4. Vazão Afluyente e Vazão Turbinada Máxima para Caso de Teste.

A duração da manutenção a ser otimizada para a UG1 e UG2 é de 5 e 8 dias, respectivamente.

5.2 Caso II - Caso Real

A usina simulada para abordar o estudo de caso real, é a Usina Hidrelétrica Santo Antônio (UHSN), construída no Rio Madeira em Porto Velho, Rondônia. A UHSN é uma usina fio d'água e possui 50 UGs (24 de 4 pás e 26 de 5 pás) do tipo Bulbo, potência instalada de 3.568 MW e 2.424,20 MWmed de energia assegurada (SAE, 2021).

O caso compreende um horizonte de um ano, que hipoteticamente está iniciando no dia 1 de janeiro de 2023 e terminando no dia 31 de dezembro de 2023.

6. RESULTADOS

Para ambos os casos, foram executadas 1000 simulações, todas considerando a mesma população inicial. Foram utilizados 100 indivíduos e 20 evoluções, com uma taxa de evaporação de 20%.

6.1 Caso I - Teste

A Figura 5 mostra o boxplot da função objetivo de todas as rodadas do Caso I. O tempo médio para otimização pelo ACO do Caso I foi de 0,73s.

Para o sistema com 2 UGs, o método de enumeração exaustiva encontrou a FOB 10641,43 m^3 . O ACO achou o mesmo resultado em 424 vezes das 1000 rodadas, ou seja, um acerto de 42,4%. O ótimo local de 10833,43 m^3 foi encontrado em 12,1% das rodadas.

6.2 Caso II - Caso Real

As simulações envolvendo os dados reais da UHE Santo Antônio são mais complexas e envolvem um grande número de variáveis, como mostrado na Tabela 1.

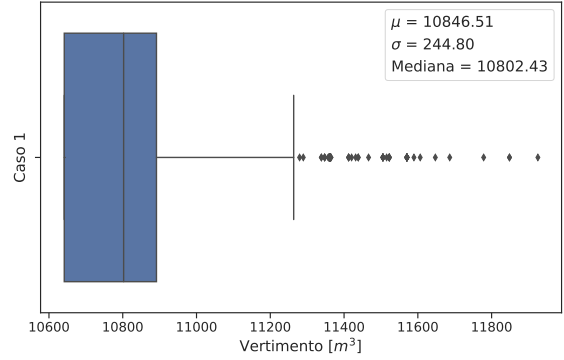


Figura 5. Boxplot da Função Objetivo - Caso I.

Tabela 1. Dimensões do Problema.

Tipo	Quantidade
Variáveis Binárias	18300
Variáveis Contínuas	365
Restrições Disjuntivas	50

A Figura 6 mostra o Boxplot da FOB das simulações realizadas. Para o caso real, de forma a fornecer um valor mensurável para o agente, foi calculado a partir do vertimento (FOB), o HEDP de cada simulação, conforme a Equação 24

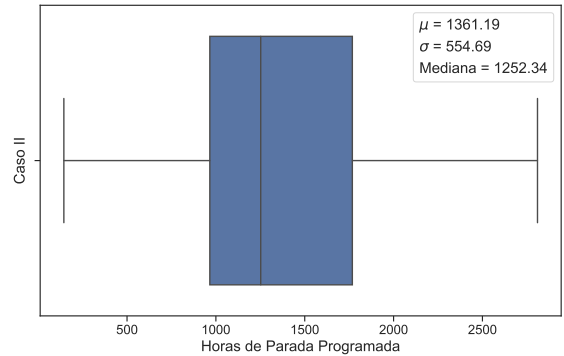


Figura 6. Boxplot da Função Objetivo - Caso II.

O valor mínimo de 144,48 foi encontrado em 5% das simulações. O valor médio foi 1361.19 horas de desligamento programado. Neste caso, por ser um problema com muitas variáveis e restrições disjuntivas, não há como comparar com o método exaustivo por limitações computacionais. Entretanto, o resultado fornece para o agente uma agenda de manutenção com baixo número de penalizações durante o ano, sendo que o valor médio de HEDP encontrado é abaixo do que a UHSN foi penalizada no passado, como mostrado em Oliveira (2022).

Com os resultados obtidos, as manutenções necessárias foram agendadas ao longo do ano, respeitando suas respectivas durações e restrições de continuidade, como mostra a Figura 8. Além disso, a otimização levou a uma pequena penalização, já que houve apenas vertimento no período de alta vazão, onde a usina opera com toda sua capacidade, portanto, não sendo penalizada, como apresentado pelo gráfico na Figura 7.

AGRADECIMENTOS

Este artigo é resultado de uma parceria entre a Santo Antônio Energia e a Universidade Federal de Juiz de Fora e recebeu apoio financeiro da ANEEL de P&D - Setor Elétrico (CT.PD.318.2019).

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2003). Resolução normativa nº 688/2003, de 24 de dezembro de 2003. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003688.pdf>.
- ANEEL (2014). Resolução normativa nº 614/2014, de 3 de junho de 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014614.pdf>.
- Baptiste, P. (1996). Disjunctive constraints for manufacturing scheduling: Principles and extensions. *International Journal of Computer Integrated Manufacturing*, 9(4), 306–310.
- Chen, D. and Xu, Z. (2022). Optimal placement and sizing of electric vehicle charging stations in distribution systems considering load and uncertainty using improved ant colony optimization. *IEEE Access*, 10, 31668–31680.
- Dorigo, M., Birattari, M., and Stutzle, T. (2006). Ant colony optimization. *IEEE computational intelligence magazine*, 1(4), 28–39.
- Elshafiey, I. and Abido, M. (2021). Enhanced ant colony optimization for optimal power flow considering renewable energy sources and demand response programs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(2), 1372–1382.
- Kumar, U. and Singh, A.K. (2015). Challenges in maintenance scheduling: A review. *International Journal of Engineering Science and Technology*.
- Nascimento, L. (2020). Santo antônio energia questiona cobrança de R\$ 812 milhões. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-04/santo-antonio-energia-questiona-cobranca-de-r-812-milhoes>. Acessado em maio de 2021.
- Oliveira, M.T.B. (2022). *Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação de Monte Carlo*. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- Ravipudi, V.M. and Kumar, P.V. (2021). Optimal allocation of energy storage systems in distribution networks using ant colony optimization. *Electric Power Systems Research*, 191, 107189.
- SAE (2021). Site oficial da hidrelétrica Santo Antônio Energia. <http://www.santoantonioenergia.com.br>. Acessado em maio de 2021.

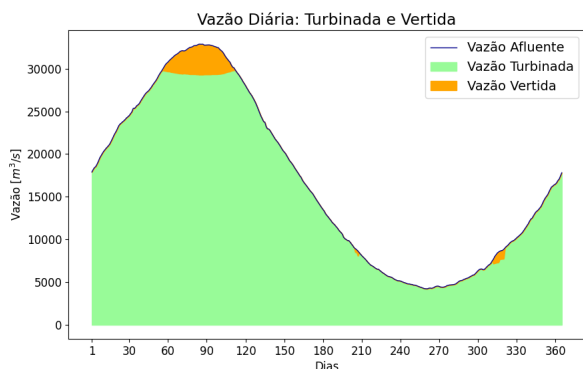


Figura 7. Vazão Turbinada no Horizonte de Simulação.

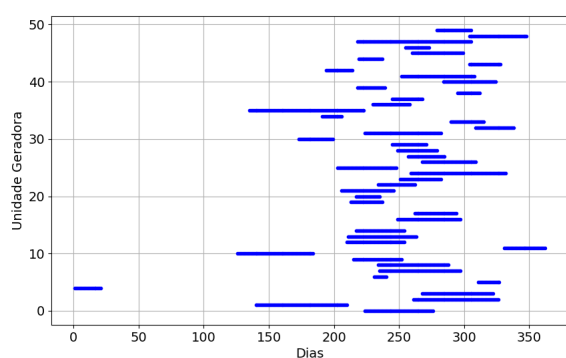


Figura 8. Calendário de Manutenção Otimizado.

7. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a utilização de uma meta-heurística na resolução da otimização da agenda de manutenção de unidades geradoras de uma usina hidrelétrica. A meta-heurística baseada na colônia de formigas teve como objetivo decidir em qual dia do ano cada UG deve iniciar a manutenção definida, atendendo as restrições do sistema e requisitos regulatórios. Assim, evita-se avaliar todas as combinações possíveis, o que para sistemas grandes é inviável devido ao grande número de combinações.

O modelo proposto neste artigo considerou aspectos regulatórios, bem como restrições operativas e de duração e limitação da manutenção, com objetivo de minimizar vertimento de água por parte da usina, e consequentemente, minimizando penalizações financeiras para o gestor da usina hidrelétrica.

Além disso, a técnica aplicada foi capaz de alcançar bons resultados para o caso simulado com dados reais da UHSN. Tendo um bom acerto no ótimo global para o caso de teste e sendo possível resolver o caso real da UHSN, com 50 turbinas em um horizonte anual.

Dessa forma, pode-se afirmar que o modelo proposto foi aplicado de forma satisfatória, sendo validado com um caso real, atendendo o objetivo de reduzir penalizações regulatórias, além de grande relevância para outras usinas hidrelétricas brasileiras de grande porte.