

Abordagem Híbrida Heurística-Exata para o Problema de Thermal Unit Commitment

Tiago Leite da Cruz

Faculdade de Engenharia Elétrica, UFJF
Juiz de Fora, MG
tiago.cruz@estudante.ufjf.br

Matheus Alex Duque Sales

Faculdade de Engenharia Elétrica, UFJF
Juiz de Fora, MG
matheus.sales@estudante.ufjf.br

Layon Mescolin de Oliveira

Faculdade de Engenharia Elétrica, UFJF
Juiz de Fora, MG
layon.mescolin@engenharia.ufjf.br

Ivo Chaves da Silva Júnior

Faculdade de Engenharia Elétrica, UFJF
Juiz de Fora, MG
ivo.junior@ufjf.br

RESUMO

A matriz elétrica brasileira é marcada por alta participação de fontes renováveis, especialmente hidrelétricas. No entanto, a variabilidade climática impõe riscos à segurança energética, exigindo o uso complementar de usinas termelétricas que apresentam maiores custos operacionais e impactos ambientais. Nos últimos anos, a geração térmica ganhou importância no Brasil, tornando essencial o planejamento eficiente de sua operação. Nesse contexto, o problema de *Thermal Unit Commitment* [Padhy, 2004] surge como um desafio de otimização combinatória, cujo objetivo é determinar quais unidades devem operar a cada instante, respeitando restrições técnicas e minimizando o custo total. Este trabalho propõe uma abordagem baseada em listas de prioridade combinadas com o método *Branch and Bound*, com o intuito de reduzir o espaço de busca e acelerar a obtenção de soluções viáveis de alta qualidade. A metodologia é testada em dois sistemas distintos e demonstra ser eficaz na redução do esforço computacional, mantendo a qualidade das soluções.

PALAVRAS CHAVE. Thermal Unit Commitment. Lista de Prioridade. Branch and Bound.

Tópicos (EN&OG – PO na Área de Energia, Óleo e Gás, OD – Otimização Discreta)

ABSTRACT

Brazil's power matrix is marked by a high share of renewable sources, especially hydropower. However, climate variability poses risks to energy security, requiring complementary use

of thermal plants, which have higher operating costs and environmental impacts. In recent years, thermal generation has gained importance in Brazil, increasing the need for efficient planning of its operation. In this context, the *Thermal Unit Commitment* [Padhy, 2004] problem arises as a complex combinatorial optimization challenge aimed at determining the set of thermal units to be operated at each time period while satisfying technical constraints and minimizing the total generation cost. This paper proposes an approach based on priority lists combined with the *Branch and Bound* method to reduce the search space and accelerate the identification of high-quality feasible solutions. The methodology is tested on two different systems and proves effective in reducing computational effort without compromising solution quality.

KEYWORDS. Thermal Unit Commitment. Priority list. Branch and Bound.

Paper topics (EN&OG – OR in the Area of Energy, Oil & Gas; OD – Discrete Optimization)

1. Introdução

As fontes de geração de energia elétrica variam significativamente entre os países, dependendo dos recursos naturais disponíveis e das políticas energéticas adotadas. No Brasil, a matriz energética se destaca pelo alto percentual de participação de fontes renováveis que correspondem a 84,8% da capacidade instalada em 2023 [EPE, 2023]. As usinas hidrelétricas representam a principal forma de geração (56,8%) devido à abundância de recursos hídricos no território nacional, complementadas pelo crescimento acelerado das fontes eólicas (18,6%) e solares (8,4%).

Apesar dessa vantagem renovável, a dependência de fatores climáticos tornou-se evidente durante a crise hídrica de 2021-2022, quando os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste/Centro-Oeste atingiram apenas 23,4% de seu volume útil [ONS, 2022]. Nesse período crítico, o sistema elétrico brasileiro acionou de forma recorde suas 3.478 termelétricas (42,7 GW de capacidade), com predominância de usinas a gás natural (58,3%) e biomassa (22,1%), garantindo a continuidade do suprimento energético [EPE, 2023].

A operação dessas termelétricas, no entanto, enfrenta desafios econômicos e ambientais. Dados recentes indicam custos nivelados (LCOE) entre \$85-120/MWh, contra os custos de \$20-45/MWh das renováveis [IRENA, 2023], além de emissões médias de 480 gCO₂/kWh, cerca de 40 vezes superiores às fontes limpas. Esses fatores reforçam a necessidade de otimização no planejamento operacional do sistema elétrico.

O problema de *Thermal Unit Commitment* é um problema de otimização combinatória de alta complexidade, mesmo quando considerado apenas no contexto das usinas termelétricas. Esse problema é formulado como um modelo de programação não linear inteira mista (MINLP), no qual diversas variáveis binárias indicam o estado de operação das unidades geradoras, enquanto variáveis contínuas representam o despacho de potência de cada usina. Além disso, o problema inclui restrições como: capacidade de geração, tempos mínimos e máximos de operação e custos de partida e desligamento. Resultando em um espaço de busca exponencialmente crescente à medida que aumenta o número de unidades geradoras e o horizonte de planejamento.

Dado o elevado custo computacional de uma busca exaustiva para encontrar a solução ótima do problema, diversas técnicas heurísticas e meta-heurísticas têm sido aplicadas para reduzir o espaço de busca e obter soluções de alta qualidade em tempo hábil. Métodos como programação dinâmica, Branch and Bound e redes neurais são frequentemente empregados para encontrar soluções aproximadas, balanceando custo computacional e qualidade da solução.

Neste trabalho, propomos uma metodologia heurística construtiva capaz de reduzir o espaço de busca de soluções para o problema de Thermal Unit Commitment. Considerando que muitas restrições desse problema são sistêmicas, buscamos analisar o histórico de operação das unidades geradoras e desenvolver índices que classifiquem a probabilidade de ativação de cada unidade para atendimento da demanda. Com base nesses índices, são criadas listas de prioridades que garantem a ativação das unidades mais eficientes antes mesmo da resolução do problema, reduzindo significativamente o espaço de busca e acelerando a obtenção de soluções ótimas sem comprometer sua qualidade.

2. Thermal Unit Commitment

O problema de Thermal Unit Commitment (UC) é um dos desafios clássicos na operação e planejamento de sistemas de potência. Esse problema é classificado como NP-difícil devido à sua alta complexidade combinatória, especialmente em sistemas elétricos de grande porte. Por conta disso, o UC é um dos problemas computacionais que perduram ao longo dos anos sem uma solução única ou definitiva.

Devido à grande complexidade combinatória, este artigo explora a combinação de duas abordagens para reduzir o espaço de busca de soluções: a técnica das listas de prioridades e o método Branch and Bound.

2.1. Listas de Prioridade

A técnica das listas de prioridade é uma abordagem heurística frequentemente utilizada para resolver o problema de Thermal Unit Commitment (UC), destacando-se pela sua simplicidade e rapidez, embora não garanta uma solução globalmente ótima.

A ideia central consiste em criar uma lista de unidades geradoras ordenadas segundo uma métrica de prioridade (geralmente baseada no custo), e, então, selecionar progressivamente as unidades dessa lista para atender à demanda, respeitando as restrições operacionais.

Neste trabalho, foram utilizados sete critérios de classificação para os geradores. As unidades designadas como ligadas em todos os sete critérios são consideradas como constantes no estado: ligada, assim como as unidades desligadas em todos os casos, são consideradas no estado: desligada.

As listas de prioridade não são utilizadas para guiar a busca por novas soluções, mas sim para antecipar parte das decisões com base na recorrência entre diferentes listas de prioridade. Unidades com comportamento consistente são fixadas, reduzindo assim o espaço de busca e o número de variáveis binárias tratadas pelo otimizador Branch and Bound.

2.2. Branch and Bound

O Branch and Bound (B&B) é um método clássico de otimização combinatória amplamente empregado para resolver problemas de programação inteira, incluindo o problema de Thermal Unit Commitment (UC). Esse método explora sistematicamente o espaço de busca ao dividir o problema em subproblemas menores (“ramificação”) e descartar aqueles que não podem conduzir a soluções melhores que a melhor encontrada até então (“poda”), reduzindo assim o número de soluções avaliadas e tornando o processo mais eficiente.

Neste trabalho, o Branch and Bound é utilizado em conjunto com as listas de prioridade para restringir ainda mais o espaço de busca, diminuindo o esforço computacional necessário para resolver o problema de UC. Essa estratégia combina o poder do B&B com heurísticas baseadas no histórico de operação das unidades geradoras, proporcionando um equilíbrio entre qualidade da solução e tempo de processamento.

3. Modelagem do Problema

Neste trabalho, aborda-se o problema de *Thermal Unit Commitment* para dois sistemas distintos. Uma simplificação adotada nesta modelagem é a desconconsideração das restrições de acoplamento temporal, o que permite que o problema seja resolvido de forma independente para cada instante de tempo. Essa abordagem reduz a complexidade computacional e facilita a implementação de métodos heurísticos para otimização do despacho térmico. As Tabelas a seguir apresentam os parâmetros técnicos das unidades térmicas utilizadas no estudo.

3.1. Função Objetivo

A função objetivo do problema consiste em minimizar o custo total de operação das unidades geradoras ao longo do horizonte de planejamento. Esse custo é modelado como uma função quadrática da potência gerada, conforme apresentado na Equação (1). Os coeficientes $a_{i,k}$, $b_{i,k}$ e $c_{i,k}$ representam, respectivamente, os custos fixos, lineares e quadráticos associados à geração de potência ativa. A variável $Pg_{i,k}(h)$ representa a potência gerada pela unidade i no instante h , enquanto a variável binária $U_{i,k}(h)$ indica o estado operacional da unidade, assumindo o valor 1 quando a unidade está ligada e 0 quando desligada. Essa modelagem reflete a estrutura tradicional de custos de usinas termelétricas despacháveis e é amplamente utilizada.

$$FOB = \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^{NG} [a_{i,k} + b_{i,k} \cdot Pg_{i,k}(h) + c_{i,k} \cdot Pg_{i,k}^2(h)] \cdot U_{i,k}(h) \quad (1)$$

3.2. Restrição de balanço de potência

A restrição de balanço de potência assegura que, em cada instante de tempo do horizonte de planejamento, a geração total do sistema seja suficiente para atender a demanda prevista, $Pl(h)$. Essa restrição impõe que a soma das potências geradas por todas as unidades em operação deve ser, no mínimo, igual à carga total requerida naquele horário. Dessa forma, garante-se a viabilidade operativa do sistema, evitando défices de fornecimento e contribuindo para a segurança do suprimento elétrico.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(h) \cdot Pg_{i,k} \geq Pl(h) \quad (2)$$

4. Critérios de Prioridade

Nesta seção, são apresentados os critérios de prioridade utilizados para a seleção e ordenação das unidades geradoras no problema de Thermal Unit Commitment. Esses critérios são fundamentais para reduzir a complexidade do problema, permitindo a identificação de soluções viáveis em tempo hábil. Serão discutidas as equações associadas a cada critério, bem como suas características e impactos na tomada de decisão.

Assim como na função objetivo, os coeficientes $a_{i,k}$, $b_{i,k}$ e $c_{i,k}$ representam, respectivamente, os custos fixos, lineares e quadráticos associados à geração da unidade i no período k . Esses coeficientes são indispensáveis para a caracterização das unidades geradoras e para a definição dos critérios de prioridade.

4.1. Índice de Custo Específico

Também referido como *Incremental Specific Cost Index* [BURNS e GIBSON, 1975], este critério é utilizado para avaliar a eficiência econômica de uma unidade geradora em relação à sua capacidade máxima de produção. Ele é calculado pela seguinte equação:

$$IS_a = \frac{a_i + b_i \cdot P_{\max} + c_i \cdot (P_{\max}^2)}{P_{\max}} \quad (3)$$

O índice IS_a combina os custos fixos e variáveis da unidade em uma única métrica, permitindo a comparação direta da eficiência econômica entre diferentes unidades geradoras. O objetivo principal desse critério é priorizar as unidades com menor custo específico de operação, contribuindo para a minimização dos custos operacionais totais no problema de *Thermal Unit Commitment*.

Unidades com um valor mais baixo de IS_a são consideradas mais eficientes e, portanto, são ativadas preferencialmente. Esse critério é particularmente útil em sistemas com múltiplas unidades geradoras, onde a seleção das unidades mais econômicas pode resultar em uma operação mais eficiente e com menores custos.

4.2. Índice de Custo Incremental de Partida

O índice IS_b , também conhecido como *Incremental Start-Up Cost Index* [Oliveira, 2023], avalia a eficiência econômica de uma unidade geradora com base nos custos variáveis de geração, considerando os componentes lineares e quadráticos da função de custo. Ele é calculado pela seguinte equação:

$$IS_b = b_i + c_i \cdot (P_{\max} + P_{\min}) \quad (4)$$

O IS_b prioriza unidades com menor custo operacional, levando em conta apenas os custos proporcionais à geração de potência, sem incluir os custos fixos. Isso permite uma comparação

direta entre as características operacionais de cada unidade, favorecendo aquelas que apresentam menor impacto econômico ao serem acionadas.

Índices menores de IS_b indicam uma maior economia em termos de custo variável, e as unidades com esses valores tendem a ser ativadas primeiro. Esse critério é especialmente útil quando a decisão de despacho deve equilibrar eficiência e economia, garantindo que as unidades geradoras contribuam para a minimização dos custos operacionais totais.

4.3. Índice de Custo Incremental Composto

O índice IS_c , também conhecido como *Marginal Cost and Start-Up Penalty Index* [DHALIWAL e DHILLON, 2019], busca balancear o custo marginal de operação com a penalidade associada ao acionamento de uma unidade geradora. Ele é definido pela seguinte equação:

$$IS_c = (b_i + 2 \cdot c_i \cdot P_{\max}) + \frac{C_p}{T_{\text{mp}} \cdot P_{\max}} \quad (5)$$

O termo $b_i + 2c_i \cdot P_{\max}$ corresponde ao custo marginal da unidade avaliado em sua potência máxima, representando a derivada da função de custo de geração em relação a potência. Já o segundo termo, $\frac{C_p}{T_{\text{mp}} \cdot P_{\max}}$, penaliza unidades com altos custos de partida (C_p) e baixos tempos mínimos de operação (T_{mp}), refletindo o impacto econômico de ligar uma unidade por curtos períodos.

Esse índice permite priorizar unidades que, além de apresentarem baixos custos variáveis, são menos penalizadas pelo acionamento; contribuindo, assim, para uma operação mais eficiente e econômica no contexto do problema de Thermal Unit Commitment.

4.4. Índice do custo médio inicial de operação

O índice IM_1 , conhecido como *Initial Mean Cost Index* [Oliveira, 2023], é um critério utilizado para estimar o custo médio inicial de operação de uma unidade geradora. Ele é calculado considerando o custo de geração no ponto de operação mínima da unidade, e normalizando esse valor pela sua potência média, conforme mostrado na Equação 6.

$$IM_1 = \frac{a_i + b_i \cdot P_{\min} + c_i \cdot (P_{\min}^2)}{P_{\text{med}}} \quad (6)$$

Nesse índice, os coeficientes a_i , b_i e c_i correspondem aos termos fixo, linear e quadrático da função de custo da unidade i . A variável $P_{\min}$ representa a menor potência que a unidade pode gerar, e P_{med} é a potência média, que pode ser definida como a média entre $P_{\min}$ e $P_{\max}$.

O objetivo do IM_1 é priorizar unidades com menor custo médio efetivo por megawatt em seu regime mínimo de operação. Unidades com valores mais baixos de IM_1 são consideradas mais econômicas em termos de custo por potência gerada, em baixos níveis de carga, sendo preferencialmente despachadas quando o sistema requer operação em carga reduzida ou em regime de base.

4.5. Índice Composto Multicritério

O índice IM_2 , denominado aqui como *Índice Composto Multicritério* [Oliveira, 2023], é uma métrica menos difundida na literatura tradicional de Thermal Unit Commitment, mas que se mostra útil por integrar diferentes características operacionais em uma única expressão normalizada. Seu objetivo principal é avaliar, de forma balanceada, o desempenho relativo de cada unidade geradora considerando múltiplos fatores de custo e potência.

O índice é calculado da seguinte forma:

$$IM_2 = \frac{a_i}{a_{\max}} + \frac{b_i}{b_{\max}} + \frac{C_{P_{\text{medmax}}}}{C_p} + \frac{P_{\text{medmax}}}{P_{\text{med}}} \quad (7)$$

Essa fórmula combina os coeficientes fixo (a_i) e linear (b_i) da função de custo, bem como o custo médio de geração (C_p) e a potência média da unidade (P_{med}); todos normalizados pelos respectivos valores máximos do sistema. A normalização permite comparar unidades de diferentes portes e características em uma base comum, destacando aquelas que apresentam melhor desempenho relativo.

Unidades com valores menores de IM_2 são consideradas mais atrativas para operação, uma vez que combinam custos menores e maior eficiência média. Por sua natureza agregada, esse índice é particularmente útil em abordagens heurísticas, nas quais diversos critérios precisam ser considerados simultaneamente de forma simplificada.

4.6. Índice de Custo Dinâmico de Ativação

O índice IM_3 [Oliveira, 2023] é um critério que busca avaliar a eficiência de uma unidade geradora levando em consideração tanto os custos variáveis da geração quanto os efeitos dinâmicos de ligar ou manter ligada uma unidade. Diferente dos índices anteriores, esse critério leva em conta o estado de operação atual das unidades, priorizando aquelas que já estão ativas e que ainda possuem margem de geração, com o objetivo de reduzir o número de partidas desnecessárias e favorecer uma operação mais econômica.

A fórmula do índice é baseada na diferença entre a potência máxima da unidade e a potência efetivamente gerada no instante de análise. Quando a unidade já está em operação, o índice é ajustado para refletir o benefício de manter a unidade ligada. Quando a unidade é acionada, um termo adicional é somado ao índice, representando o custo de partida proporcional à potência adicionada.

O valor do índice para cada unidade em cada instante h é dado pela seguinte expressão:

$$IM_3(h) = \frac{a_i + b_i \cdot (Pg_{dif})_i(h) + c_i \cdot (Pg_{dif})_i^2(h)}{(Pg_{dif})_i(h)} \pm \frac{C_p}{(Pg_{dif})_i(h)} \quad (8)$$

4.7. Índice Lagrangiano de Prioridade

O índice IM_4 , originalmente proposto por [Silva Júnior et al., 2019], é derivado diretamente da estrutura dual do problema de Thermal Unit Commitment. O método inicia com a suavização das variáveis binárias de liga/desliga através de uma função logística contínua, transformando o problema MINLP em um sistema não linear tratável por métodos de pontos interiores. Como resultado dessa reformulação, os multiplicadores de Lagrange λ_{u_i} , associados às restrições operacionais das unidades, tornam-se indicadores naturais de sensibilidade. Valores elevados de IM_4 indicam que a ativação da unidade correspondente tem impacto significativo no custo total do sistema.

A principal vantagem desse índice reside em sua capacidade de adaptação dinâmica. Diferentemente de critérios estáticos, esse índice se recalcula a cada intervalo de despacho, respondendo instantaneamente a mudanças nas condições de carga e disponibilidade de combustível.

5. Metodologia

5.1. Matriz de Prioridade

Cada índice citado previamente neste artigo gera uma lista de prioridade de acionamento de cada unidade geradora. Comparando essa lista com a demanda horária de um sistema, podemos fazer uma matriz de prioridade que nos informa qual térmica deve ser acionada em cada horário para satisfazer o consumo para cada índice.

Com as matrizes de prioridade definidas, procede-se à construção de uma nova Matriz de Prioridade. Essa matriz é formada pela sobreposição das diferentes matrizes de prioridade, incluindo também permutações nas linhas de cada matriz. Essa abordagem resulta em planos de acionamento híbridos, que exploram diversas combinações de unidades, ampliando o espaço de busca

da solução. Como consequência, aumenta-se a robustez do processo de planejamento, favorecendo a obtenção de soluções mais confiáveis e eficientes para o problema de despacho.

5.2. Gurobi

Neste trabalho, a resolução do problema de *Thermal Unit Commitment* foi realizada por meio de programação em linguagem Python, utilizando o otimizador Gurobi. O Gurobi é um dos *solvers* comerciais mais eficientes e amplamente utilizados para problemas de programação matemática, com destaque para programação inteira mista (MILP) [Carrion e Arroyo, 2006], que é a formulação adotada neste estudo. Sua integração com Python por meio da biblioteca `gurobipy` permite a modelagem direta e flexível do problema, além de oferecer alta performance computacional e recursos avançados de análise de solução. Essa combinação viabiliza a implementação prática e eficiente do modelo proposto neste trabalho.

6. Resultados

Antes de apresentar os resultados, é importante destacar o papel da Matriz de Prioridade na metodologia proposta. Ela é construída a partir das listas de prioridade geradas por diferentes critérios e serve para identificar, com base em recorrência, quais unidades devem ser fixadas como ligadas ou desligadas. Ao restringir parte das variáveis binárias antes da otimização, a Matriz de Prioridade reduz o espaço de busca e o número de nós que o otimizador precisa explorar.

6.1. Sistema 4 Unidades 8 horas

O primeiro experimento foi realizado sobre o sistema A, que contempla um horizonte de planejamento de 8 horas. O foco da análise está na comparação entre os resultados obtidos com e sem a utilização da Matriz de Prioridade [Figura 1]. Observa-se que, ao incorporar a Matriz de Prioridade ao processo, houve uma redução expressiva no número de nós explorados pelo método *Branch and Bound*, caindo de 1027 para 374 nós. Essa redução é particularmente relevante, pois mantém a qualidade da solução: o otimizador obteve, em ambos os casos, o mesmo valor ótimo da função objetivo, demonstrando a eficácia da abordagem proposta.

Lista de Prioridade OFF						Lista de Prioridade ON					
	UT1	UT2	UT3	UT4	FOB		UT1	UT2	UT3	UT4	FOB
Hora 1	450	0	0	0	8652,7	Hora 1	450	0	0	0	8652,7
Hora 2	400	0	0	130	10653,46	Hora 2	400	0	0	130	10653,46
Hora 3	450	150	0	0	12218,68	Hora 3	450	150	0	0	12218,68
Hora 4	410	0	0	130	10825,25	Hora 4	410	0	0	130	10825,25
Hora 5	400	0	0	0	7792,8	Hora 5	400	0	0	0	7792,8
Hora 6	280	0	0	0	5738,83	Hora 6	280	0	0	0	5738,83
Hora 7	290	0	0	0	5909,47	Hora 7	290	0	0	0	5909,47
Hora 8	370	0	0	130	10138,67	Hora 8	370	0	0	130	10138,67
Custo Total						Custo Total					
71929,86						71929,86					
Nós explorados						Nós explorados					
1027						374					
Tempo de Execução						Tempo de Execução					
0						0					

Figura 1: Comparação entre Execuções com e sem Lista de Prioridade - 8h

6.2. Sistema 10 Unidades 24 horas

Já para o sistema B, com horizonte de 24 horas, a comparação revela um cenário diferente. Ainda que a utilização da Matriz de Prioridade [Figura 3] tenha novamente reduzido o número de nós visitados, diminuindo o tempo computacional, houve uma pequena diferença no valor final da solução encontrada. O modelo sem a Matriz de Prioridade [Figura 2] alcançou um resultado ligeiramente melhor em termos de custo total de geração, 1.54% de diferença, porém com um tempo de processamento significativamente maior, indo de < 1 min para 27 min. Esse comportamento indica que, apesar da leve perda na qualidade da solução, a metodologia baseada na Matriz de Prioridade oferece uma alternativa mais eficiente computacionalmente, especialmente para cenários de grande porte, nos quais o tempo de resolução se torna um fator crítico. A redução de nós passou de 17338340 para 83 neste caso.

	UT1	UT2	UT3	UT4	UT5	UT6	UT7	UT8	UT9	UT10	FOB
Hora 1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	13956,13
Hora 2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	14827,5
Hora 3	455	395	0	0	0	0	0	0	0	0	16574,89
Hora 4	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0	18870,67
Hora 5	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	19785,77
Hora 6	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	22133,29
Hora 7	455	435	130	130	0	0	0	0	0	0	23028,04
Hora 8	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	24190,85
Hora 9	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	26457,02
Hora 10	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	29041,21
Hora 11	455	455	130	130	162	80	38	0	0	0	30856,24
Hora 12	455	455	130	130	162	80	33	55	0	0	32815,35
Hora 13	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	29041,21
Hora 14	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	26457,02
Hora 15	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	24190,85
Hora 16	455	455	0	0	140	0	0	0	0	0	20912,31
Hora 17	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	19785,77
Hora 18	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	22133,29
Hora 19	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	24190,85
Hora 20	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	29041,21
Hora 21	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	26457,02
Hora 22	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	22133,29
Hora 23	455	445	0	0	0	0	0	0	0	0	17450,91
Hora 24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0	15700,42

Custo Total	550031,1	Nós explorados	17338340	Tempo de Execução (minutos)	27
-------------	----------	----------------	----------	-----------------------------	----

Figura 2: Matriz Prioridade 24h - Lista Off

	UT1	UT2	UT3	UT4	UT5	UT6	UT7	UT8	UT9	UT10	FOB
Hora 1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	13956,13
Hora 2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	14827,5
Hora 3	455	395	0	0	0	0	0	0	0	0	16574,89
Hora 4	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0	18870,67
Hora 5	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	19785,77
Hora 6	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	22152,33
Hora 7	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0	23534,98
Hora 8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24423,34
Hora 9	455	455	130	130	110	20	0	0	0	0	26861,96
Hora 10	455	455	130	130	162	58	0	10	0	0	29729,25
Hora 11	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0	32189,06
Hora 12	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10	34163,16
Hora 13	455	455	130	130	162	58	0	10	0	0	29729,25
Hora 14	455	455	130	130	110	20	0	0	0	0	26861,96
Hora 15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24423,34
Hora 16	455	440	0	130	25	0	0	0	0	0	21168,88
Hora 17	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	19785,77
Hora 18	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	22660,04
Hora 19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24423,34
Hora 20	455	455	130	130	162	58	0	10	0	0	29729,25
Hora 21	455	455	130	130	110	20	0	0	0	0	26861,96
Hora 22	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	22660,04
Hora 23	455	445	0	0	0	0	0	0	0	0	17450,91
Hora 24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0	15700,42
Custo Total	558524,2										
Nós explorados	83										
Tempo de Execução (minutos)	0										

Figura 3: Matriz Prioridade 24h - Lista On

7. Conclusões

No presente trabalho foi apresentada uma abordagem heurística voltada à resolução do problema de *Thermal Unit Commitment*, com ênfase na redução do espaço de busca e do tempo computacional associados à definição do plano ótimo de operação de unidades geradoras térmicas. A motivação decorre da crescente relevância da geração térmica no sistema elétrico brasileiro, impulsionada pela variabilidade na disponibilidade hídrica e pela necessidade de garantir segurança energética frente a sazonalidade climática.

A metodologia proposta combina listas de prioridade, baseadas em múltiplos índices de custo e desempenho, com o método Branch and Bound. Essa combinação permitiu antecipar parcialmente as decisões de despacho, fixando o estado de operação de determinadas unidades de forma consistente com padrões históricos e critérios técnicos. Tal estratégia resultou em uma redução significativa do número de nós explorados na etapa de otimização, sobretudo em sistemas de menor porte, sem comprometer a qualidade da solução obtida. Em sistemas maiores, embora tenha havido uma leve diferença no custo final, cerca de 1,52% de diferença no caso de 24 horas, o ganho em tempo computacional torna a abordagem atrativa para aplicações práticas com restrições operacionais rígidas e horizontes longos de planejamento.

Os resultados obtidos reforçam a alta relevância do tema, diretamente alinhado às demandas práticas por maior eficiência na operação térmica do sistema elétrico brasileiro. A expressiva redução no número de nós explorados demonstra a efetividade da abordagem proposta, que alia simplicidade e desempenho. Ao conectar heurísticas baseadas em listas de prioridade com o método exato Branch and Bound, a metodologia configura uma estratégia de solução inteligente, capaz de lidar com a complexidade do problema de forma estruturada e eficaz.

O programa desenvolvido apresenta, no entanto, algumas limitações que merecem atenção. A principal delas refere-se à desconsideração das restrições de acoplamento temporal entre períodos consecutivos, o que simplifica o problema, mas afasta a solução de condições operacionais reais. Ademais, a metodologia ainda não contempla restrições associadas a emissões de poluentes ou à disponibilidade de combustível, que são aspectos relevantes na operação de usinas térmicas em cenários reais.

Como diretriz para trabalhos futuros, pretende-se incorporar o acoplamento temporal à modelagem, bem como considerar restrições ambientais e operacionais mais detalhadas, além de validar o método em sistemas de maior escala. A inclusão de técnicas de aprendizado de máquina para construção dinâmica das listas de prioridade também surge como uma promissora extensão, visando a aprimorar ainda mais a robustez e a adaptabilidade do modelo proposto frente a diferentes configurações de sistemas elétricos.

8. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (PPEE) pelo suporte no desenvolvimento do presente trabalho.

Referências

- Abujarad, S. Y. I., Mustafa, M. W., e Jamian, J. J. (2016). Unit commitment problem solution in the presence of solar and wind power integration by an improved priority list method. In *2016 6th International Conference on Intelligent and Advanced Systems (ICIAS)*, p. 1–6, Kuala Lumpur, Malaysia. IEEE.
- Basu, A., Cornuéjols, G., Conforti, M., Summa, M. D., e Zambelli, G. (2023). Complexity of branch-and-bound and cutting planes in mixed-integer optimization. *Mathematical Programming*, 198(1):787–810.
- Bello, S. A., Wamalwa, B. G. R., Oyedepo, S. O., Oyetunji, E. O., e Gajam, I. B. (2016). Unit commitment optimisation of hydro-thermal power systems in the day-ahead electricity market. *Cogent Engineering*, 3(1):1–16.
- Bhadoria, A. e Marwaha, S. (2020). Moth flame optimizer-based solution approach for unit commitment and generation scheduling problem of electric power system. *Journal of Computational Design and Engineering*, 7(5):668–683.
- BURNS, R. M. e GIBSON, C. A. (1975). Optimization of priority lists for a unit commitment program. *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*.
- Carrion, M. e Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1371–1378.
- Cruz, T. L. (2025). Artigos-complementos, algoritmos e fluxogramas. <https://github.com/Sukita251/Artigos-complementos>. Acesso em: 28 abril 2025.
- DHALIWAL, J. S. e DHILLON, J. S. (2019). Profit based unit commitment using memetic binary differential evolution algorithm. *Applied Soft Computing*, v. 81, p. 105502, Aug.
- EPE (2023). Empresa de pesquisa energética. *Balanco Energético Nacional 2023*.

IRENA (2023). International renewable energy agency. *Renewable Power Generation Costs 2023*.

Oliveira, L. M. (2023). *Redução do Espaço de Busca para o Problema de Unit Commitment Térmico Através de Uma Matriz de Relevância*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG. Disponível em: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/16339>.

ONS (2022). Operador nacional do sistema. *Relatório da Crise Hídrica 2021-2022*.

Padhy, N. P. (2004). Unit commitment - a bibliographical survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):1196–1205.

Sen, P. (2008). *Principles of Electric Machines and Power Electronics*. Wiley, Hoboken, NJ, 3rd edition.

Silva Júnior, I. C. d., Carneiro Júnior, S., Oliveira, E. J. d., Pereira, J. L. R., Garcia, P. A. N., e Marcato, A. L. (2019). Determinação da operação de unidades térmicas para o estudo de unit commitment através de uma análise de sensibilidade. *Repositório Institucional da UFJF*. URL <https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/9008>.

Wood, A. J., Wollenberg, B. F., e Sheblé, G. B. (2013). *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, Hoboken, NJ, 3rd edition.