

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Layon Mescolin de Oliveira

Redução do Espaço de Busca para o Problema de Unit Commitment Térmico
Através de Uma Matriz de Relevância

Juiz de Fora

2023

Layon Mescolin de Oliveira

**Redução do Espaço de Busca para o Problema de Unit Commitment Térmico
Através de Uma Matriz de Relevância**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Júnior

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

de Oliveira, Layon Mescolin.

Redução do Espaço de Busca para o Problema de Unit Commitment Térmico Através de Uma Matriz de Relevância / Layon Mescolin de Oliveira. -- 2023.

148 f. : il.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Otimização. 2. Heurística Construtiva. 3. Geração Termoeletrica. 4. Matriz de Relevância. 5. Planejamento da Operação. I. Silva Junior, Ivo Chaves da, orient. II. Título.

Layon Mescolin de Oliveira

**Redução do Espaço de Busca para o Problema de Unit Commitment Térmico
Através de Uma Matriz de Relevância**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 05 de Dezembro de 2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Dra. Patrícia Teixeira Leite Asano
Universidade Federal do ABC Paulista (UFABC)

Prof. Dr. Francisco Carlos Rodrigues Coelho
Universidade Federal de São João del-Rei - UFSJ

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 20/10/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 05/12/2023, às 12:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 05/12/2023, às 13:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Carlos Rodrigues Coelho, Usuário Externo**, em 05/12/2023, às 14:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 05/12/2023, às 21:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO, Usuário Externo**, em 06/12/2023, às 00:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Uffj (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1536341** e o código CRC **E54873B1**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me guiado durante toda a minha, me capacitando, me cuidando e me protegendo.

À minha esposa Isabela Berbert da Guia, por ter me acompanhado nesta etapa da minha vida, me dando forças e estando sempre ao meu lado com palavras de incentivo e amor. Muito obrigado pelo seu carinho, auxílio e por não me deixar desistir.

Aos meus pais Maria Aparecida da Cunha Crespo e Laerte do Santos Oliveira pelo carinho e incentivo nos caminhos do estudo. Vocês fazem parte dessa conquista.

Agradeço aos meus tios, primos, sogra, cunhada, avós e todos os meus familiares por terem investido na minha educação, foi graças a vocês que pude chegar onde cheguei.

Ao meu orientador, Ivo Chaves da Silva Junior por ter compartilhado seu conhecimento desde o mestrado. Muito obrigado pela sua paciência, dedicação e amizade.

Ao doutorando, Ramon Abritta, pela contribuição com o estudo desta tese e que se tornou um grande amigo ao longo do doutorado.

Aos amigos de longa data Geraldo e Tatiana.

Aos meus alunos por serem motivadores da minha constante capacitação.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, pela excelência do ensino público de qualidade.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pelo suporte financeiro que possibilitou essa pesquisa através do financiamento PPM-00184-17.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

O crescente aumento das demandas energética e elétrica mundial implica na necessidade do aumento da capacidade de geração de energia. Sendo assim, a utilização de fontes não poluentes e renováveis tem se intensificado, se tornando um grande campo de estudo na engenharia. Apesar do aumento da capacidade de geração por estas fontes, alguns países recorrem a geração através de termoelétricas, que apesar de mais caras, proporcionam uma maior confiabilidade no atendimento à demanda. A independência de condições climáticas faz com que a utilização de geração provenientes de termoelétricas seja atrativa para períodos de escassez hídrica ou aumento repentino da demanda. O elevado número de empreendimentos de geração termoelétricos e a complexidade inerente à operação destes são os focos de estudo deste trabalho, onde objetivou-se obter uma nova metodologia de apoio a resolução do problema conhecido na literatura como *Thermal Unit Commitment* (TUC). A explosão combinatória inerente ao TUC, referente as decisões de operação das Unidades Geradoras (UG) e ao acoplamento temporal entre estas unidades, tornam o planejamento diário da operação de unidades termoelétricas um problema de difícil solução. Diante desse cenário, a principal contribuição deste trabalho é a proposição de uma Matriz de Relevância (MR) que tem por objetivo a redução do espaço de busca de soluções através da indicação da relevância de acionamento de cada unidade geradora ao longo de todo o período de planejamento em estudo. Essa redução proporciona a diminuição do número de variáveis de decisão, redução do tempo de processamento e até garantir a convergência em algumas situações. A MR é obtida através de um procedimento heurístico construtivo, levando-se em conta índices de sensibilidade difundidos na literatura para formação de Listas de Prioridades Híbridas (LPHs). As LPHs são responsáveis por indicar quais unidades geradoras possuem maior e menor relevância para o planejamento diário da operação. A metodologia desenvolvida foi validada e comparada através de sistemas termoelétricos de geração amplamente difundidos na literatura especializada para um período de vinte e quatro horas de planejamento. Estes sistemas de geração consideram entre outros pontos: rampa de geração, penetração de fontes renováveis e consideração de linhas de transmissão. Os resultados obtidos demonstraram a eficiência da utilização da MR ao reduzir

drasticamente o esforço computacional além de obter reduzidos custos de planejamento em um algoritmo híbrido de simples implementação.

Palavras-chave: Geração Termoelétrica. Heurística Construtiva. Matriz de Relevância. Otimização. Planejamento da Operação. Thermal Unit Commitment.

ABSTRACT

The growing increase in global energy and electrical demand implies the need to increase energy generation capacity. Therefore, the use of non-polluting and renewable sources has intensified, becoming a major field of study in engineering. Despite the increase in generation capacity from these sources, some countries resort to generation through thermoelectric plants, which, despite being more expensive, provide greater reliability in meeting demand. The independence of climatic conditions makes the use of generation from thermoelectric plants attractive during periods of water scarcity or sudden increase in demand. The high number of thermoelectric generation projects and the inherent complexity in their operation are the focuses of this work, where the objective was to obtain a new methodology to support the resolution of the problem known, in the literature, as Thermal Unit Commitment (TUC). The combinatorial explosion inherent to the TUC, referring to the operating decisions of the Generating Units (GU) and the temporal coupling between these units, makes the daily planning of the operation of thermoelectric units a difficult problem to solve. Given this scenario, the main contribution of this work is the proposition of a Relevance Matrix (RM) that aims to reduce the search space for solutions by indicating the relevance of activating each generating unit throughout the entire planning period under study. This reduction provides a reduction in the number of decision variables, a reduction in processing time and even guarantees convergence in some situations. The RM is obtained through a constructive heuristic procedure, considering sensitivity indexes widespread in the literature for forming Hybrid Priority Lists (HPLs). The HPLs are responsible for indicating which generating units are most and least relevant to the daily planning operation. The developed methodology was validated and compared using thermoelectric generation systems widely disseminated in specialized literature. These generation systems consider, among other points: generation ramp, penetration of renewable sources and consideration of transmission lines. The results obtained demonstrated the efficiency of using MR by drastically reducing the computational effort in addition to obtaining reduced planning costs in a simple-to-implement hybrid algorithm.

Keywords: Thermoelectric Generation. Constructive Heuristics. Relevance Matrix. Optimization. Operation Planning. Thermoelectric plants. Thermal Unit Commitment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Comparativo da matriz energética brasileira e mundial em 2020 | 16 |
| Figura 2 – Evolução do número de publicações com o termo " <i>Unit Commitment</i> " | 23 |
| Figura 3 – Número de publicações por pesquisa realizada..... | 26 |
| Figura 4 – Linha do tempo de termos pesquisados..... | 26 |
| Figura 5 – Diferença entre os tipos de planejamento da operação | 35 |
| Figura 6 – Variantes do problema de TUC..... | 37 |
| Figura 7 – Modelagem do <i>Thermal Unit Commitment</i> em barra única..... | 38 |
| Figura 8 – Modelo do UC com consideração da rede | 39 |
| Figura 9 – Função <i>egg-crate</i> de região de solução não convexa..... | 47 |
| Figura 10 – Exemplo de atendimento à demanda via algoritmo de lista de prioridade. | 52 |
| Figura 11 – Fluxograma da metodologia proposta | 57 |
| Figura 12 – Recorte da região 1 | 58 |
| Figura 13 – Recorte da região 2..... | 59 |
| Figura 14 – Recorte da região 3..... | 60 |
| Figura 15 – Exemplos de listas de prioridade..... | 63 |
| Figura 16 – Exemplo formação das LPHs..... | 64 |
| Figura 17 – Exemplo de MD..... | 64 |
| Figura 18 – Exemplo de MR..... | 65 |
| Figura 19 – Destaque dos indicadores de relevância na MR | 66 |
| Figura 20 – MD com decisões tomadas e a serem decididas | 68 |
| Figura 21 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A10 em \$. | 75 |
| Figura 22 – Matriz de Relevância para o caso A10..... | 77 |
| Figura 23 – MR de A10 com destaque dos indicadores de relevância..... | 78 |
| Figura 24 – Despacho obtido por MOSEK+MR para A10 (MW)..... | 80 |
| Figura 25 – Comparativo entre matriz de despacho e MR para A10..... | 81 |
| Figura 26 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A20 em \$. | 83 |
| Figura 27 – Matriz de Relevância para o caso A20..... | 84 |
| Figura 28 – Matriz de melhor despacho para o sistema A20 (MW)..... | 88 |

| | |
|--|-----|
| Figura 29 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A40 em \$..... | 89 |
| Figura 30 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A60 em \$..... | 93 |
| Figura 31 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A80 em \$..... | 96 |
| Figura 32 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A100 em \$..... | 100 |
| Figura 33 – Matriz de despacho com destaque para pontos limitados pela restrição de rampa de geração (MW)..... | 109 |
| Figura 34 – Matriz de Relevância para o caso C1..... | 116 |
| Figura 35 – Despacho obtido por MOSEK+MR para C1 (MW). | 117 |
| Figura 36 – Matriz de Relevância para o caso C2..... | 119 |
| Figura 37 – Despacho obtido por MOSEK+MR para C2 (MW). | 120 |
| Figura 38 – Topologia do sistema IEEE-30 barras..... | 123 |
| Figura 39 – Matriz de Relevância para o caso D1..... | 124 |
| Figura 40 – Despacho obtido por MOSEK+MR para D1 (MW). | 126 |
| Figura 41 – Despacho obtido por MOSEK+MR para D2 (MW). | 128 |
| Figura 42 – Fluxo de potência entre as barras DE 1 a 30 Para 1 a 15 (MW). | 129 |
| Figura 43 – Fluxo de potência entre as barras DE 1 a 30 Para 16 a 30 (MW). | 130 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 – Capacidade instalada por tipo de geração | 17 |
| Tabela 2 – Número de combinações de soluções em diferentes sistemas termoelétricos..... | 48 |
| Tabela 3 – Restrições e considerações abordadas nos sistemas a serem estudados. | 49 |
| Tabela 4 – Exemplo de lista de prioridade. | 51 |
| Tabela 5 – Características consideradas na obtenção das ordens de mérito. | 55 |
| Tabela 6 – Redução de variáveis e combinações no UC..... | 67 |
| Tabela 7 – Explosão combinatória de decisões de operações para o sistema A..... | 73 |
| Tabela 8 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A10..... | 75 |
| Tabela 9 – Redução do espaço de busca para o caso A10 | 79 |
| Tabela 10 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A10 | 79 |
| Tabela 11 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A20..... | 83 |
| Tabela 12 – Redução do espaço de busca do caso A20 | 85 |
| Tabela 13 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A20. | 86 |
| Tabela 14 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A40..... | 90 |
| Tabela 15 – Redução do espaço de busca para o caso A40 | 90 |
| Tabela 16 - Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A40. | 91 |
| Tabela 17 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A60..... | 93 |
| Tabela 18 – Redução do espaço de busca para o caso A60. | 94 |
| Tabela 19 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A60. | 95 |
| Tabela 20 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A80..... | 97 |
| Tabela 21 – Redução do espaço de busca para o caso A80. | 97 |
| Tabela 22 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A80 | 98 |
| Tabela 23 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A100..... | 100 |
| Tabela 24 – Redução do espaço de busca para o caso A100. | 101 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 25 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A100. | 102 |
| Tabela 26 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema A. | 104 |
| Tabela 27 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema B10. | 108 |
| Tabela 28 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para os subsistemas B20 a B60 | 110 |
| Tabela 29 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para os subsistemas B80 e B60 | 111 |
| Tabela 30 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema B. | 113 |
| Tabela 31 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema C1. | 118 |
| Tabela 32 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema C2. | 119 |
| Tabela 33 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema C. | 121 |
| Tabela 34 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema D1. | 125 |
| Tabela 35 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema D2. | 127 |
| Tabela 36 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e MOSEK+MR..... | 131 |
| Tabela 37 – Dados de geração dos empreendimentos termoelétricos para os sistemas A, B e C..... | 145 |
| Tabela 38 – Demanda e reserva horária para os sistemas A, B e C..... | 145 |
| Tabela 39 – Rampa de geração considerada no sistema B | 146 |
| Tabela 40 – Potências despachadas eólica (Eg) e solar (S) no sistema C | 146 |
| Tabela 41 – Dados de geração dos empreendimentos termoelétricos para o sistema D..... | 147 |
| Tabela 42 – Demanda e reserva para o sistema D | 147 |
| Tabela 43 - Dados da rede para o sistema IEEE-30barras com Sbase = 100MVA. | 148 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------|---|
| AC | Corrente Alternada |
| DC | Corrente Contínua |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BEN | Balanço Energético Nacional |
| CAPES | Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CEPEL | Centro De Pesquisas de Energia Elétrica |
| CMGPC | Custo Médio de Geração à Plena Carga |
| CMP | Custo Marginal de Produção |
| CMU | Custo Mínimo por Unidade Geradora |
| DE | Despacho Econômico |
| FDO | Função de Decisão de Operação |
| FOB | Função Objetivo |
| GW | Gigawatt |
| H | Hora ou Período |
| HTUC | <i>Hydro-Thermal Unit Commitment</i> |
| HUC | <i>Hydro Unit Commitment</i> |
| IEEE | Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos |
| IR | Indicador de Relevância |
| LP | Lista de Prioridade |
| LPH | Lista de Prioridade Híbrida |
| MD | Matriz de Decisões |
| MR | Matriz de Relevância |
| MS | Matriz de Sensibilidade |
| MW | Megawatt |
| NC | Número de Combinações |
| NG | Número de Geradores |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PNLIM | Programação Não Linear Inteira Mista |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |
| SL | Sensibilidade de Lagrange |

| | |
|-----|----------------------------------|
| TUC | <i>Thermal Unit Commitment</i> |
| UC | <i>Unit Commitment</i> |
| UG | Unidade Geradora |
| UTE | Unidade Termoelétrica de Energia |
| UTG | Unidade Termoelétrica de Geração |

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA..... | 19 |
| 1.2 OBJETIVO DA PESQUISA | 20 |
| 1.2.1 Objetivos específicos da pesquisa | 20 |
| 1.3 CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA | 21 |
| 1.4 PUBLICAÇÕES E/OU SUBMISSÕES DECORRENTES DA PESQUISA | 21 |
| 1.5 ORGANIZAÇÃO DA TESE..... | 22 |
| 2 UNIT COMMITMENT: ESTADO DO CONHECIMENTO | 23 |
| 2.1 PRINCIPAIS TERMOS ABORDADOS NA LITERATURA APLICADAS AO <i>UNIT COMMITMENT</i> | 24 |
| 2.2 PRINCIPAIS METODOLOGIAS ABORDADAS NA LITERATURA APLICADAS AO <i>UNIT COMMITMENT</i> | 27 |
| 2.2.1 Enumeração exaustiva | 27 |
| 2.2.2 Programação dinâmica | 28 |
| 2.2.3 Lista de prioridades | 28 |
| 2.2.4 Branch and bound | 29 |
| 2.2.5 Redes Neurais Artificiais | 30 |
| 2.2.6 Outros Algoritmos de Otimização | 31 |
| 2.2.7 Métodos híbridos | 32 |
| 2.3 CONCLUSÕES | 33 |
| 3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO | 34 |
| 3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA..... | 35 |
| 3.2 MODELAGEM DO PROBLEMA | 36 |
| 3.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA | 39 |
| 3.3.1 Função Objetivo | 40 |
| 3.3.2 Restrição de balanço de potência | 42 |
| 3.3.3 Restrição de reserva girante do sistema | 43 |
| 3.3.4 Restrição de tempos mínimos de parada e partida | 44 |
| 3.3.5 Restrições de limite de geração | 44 |
| 3.3.6 Restrições de fluxo de carga | 45 |
| 3.3.7 Restrições de rampa de geração | 45 |
| 3.3.8 Restrições de rampa de partida e rampa de desligamento | 46 |
| 3.3.9 Unidades sempre despachadas | 46 |

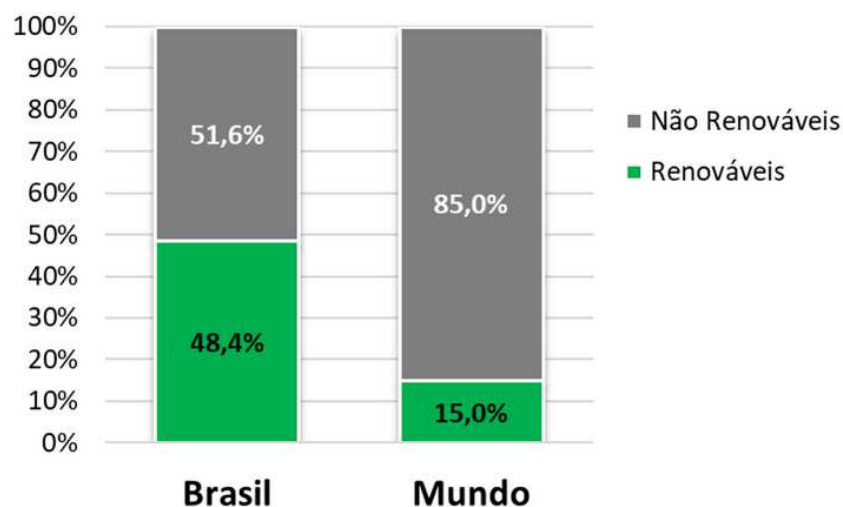
| | |
|--|-----------|
| 3.4 DESAFIOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO..... | 46 |
| 3.5 MODELO DESSEM..... | 48 |
| 3.6 CONCLUSÕES | 49 |
| 4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA: MATRIZ DE RELEVÂNCIA | 50 |
| 4.1 HEURÍSTICA..... | 50 |
| 4.2 LISTA DE PRIORIDADE (LP) | 50 |
| 4.2.1 Custo Médio de Geração à Plena Carga (CMGPC) | 53 |
| 4.2.2 Custo Marginal de Produção (CMP)..... | 53 |
| 4.2.3 Custo Mínimo por Unidade Geradora (CMUC) | 54 |
| 4.2.4 Sensibilidade de Lagrange (SL) | 54 |
| 4.2.5 Característica dos índices de formação | 55 |
| 4.3 MATRIZ DE RELEVÂNCIA | 56 |
| 4.3.1 Considerações Iniciais..... | 58 |
| 4.3.2 Região 1 - Criação das Listas de Prioridade Híbridas..... | 58 |
| 4.3.3 Região 2 – Aplicação do algoritmo de LP | 59 |
| 4.3.4 Região 3 – Garantia da factibilidade das soluções | 60 |
| 4.3.5 Resultados – Fim..... | 61 |
| 4.4 INDICADORES DE RELEVÂNCIA | 61 |
| 4.5 SISTEMA TUTORIAL DE FORMAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA..... | 62 |
| 4.5.1 Indicadores de relevância..... | 65 |
| 4.6 CONCLUSÕES | 68 |
| 5 APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA AO PLANEJAMENTO DIÁRIO DA OPERAÇÃO..... | 69 |
| 5.1 PARÂMETROS E CONSIDERAÇÕES INICIAIS..... | 69 |
| 5.1.1 GAP de Otimalidade | 70 |
| 5.1.2 Sistemas de estudo..... | 70 |
| 5.1.3 Indicadores de Relevância | 72 |
| 5.2 SISTEMA A | 73 |
| 5.2.1 Subsistema A10..... | 74 |
| 5.2.2 Subsistema A20..... | 82 |
| 5.2.3 Subsistema A40..... | 88 |
| 5.2.4 Subsistema A60..... | 92 |
| 5.2.4 Subsistema A80..... | 96 |
| 5.2.5 Subsistema A100..... | 99 |

| | |
|--|------------|
| 5.2.6 Resultados e Discussões acerca do sistema A | 103 |
| 5.3 SISTEMA B | 107 |
| 5.3.1 Subsistema B10 | 107 |
| 5.3.2 Subsistemas B20 a B100 | 109 |
| 5.3.2 Resultados e discussões acerca do sistema B | 112 |
| 5.4 SISTEMA C | 114 |
| 5.4.1 Subsistema C1 | 115 |
| 5.4.1 Subsistema C2 | 118 |
| 5.3.2 Resultados e discussões acerca do sistema C | 121 |
| 5.5 SISTEMA D | 122 |
| 5.5.1 Subsistema D1 | 123 |
| 5.5.2 Subsistema D2 | 126 |
| 5.5.3 Resultados e discussões acerca do sistema D | 131 |
| 6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS | 132 |
| 6.1 CONCLUSÕES | 132 |
| 6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS | 134 |
| REFERÊNCIAS | 136 |
| APÊNDICE A – Link para matrizes de geração | 144 |
| ANEXO A | 145 |

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é conhecido mundialmente pelo alto potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis devido principalmente à sua extensão e características geográficas, como a grande incidência de planaltos e rios volumosos. Estima-se que o potencial hidrelétrico brasileiro seja de aproximadamente 172 GW, dos quais mais de 60% já foram aproveitados (Brasil, 2023a). Apesar das características renováveis da geração hidrelétrica, praticamente metade da matriz energética brasileira em 2020 era composta por fontes de energia não renováveis. Ainda assim, a matriz nacional se difere muito da matriz energética mundial, como demonstrado na Figura 1. Em nível mundial a matriz energética concentra 85% de sua composição oriunda de fontes não renováveis.

Figura 1 – Comparativo da matriz energética brasileira e mundial em 2020



Fonte: BRASIL (2023b).

Ao se abordar especificamente a matriz elétrica brasileira percebe-se que as características hídricas do Brasil permitem que haja uma predominância da geração hidrelétrica, correspondendo a 57% de toda matriz. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) o Brasil possuía em 2021 um total de 78,1% de sua oferta interna atendida por fontes renováveis de energia (EPE, 2021). A matriz renovável, além de representar uma redução econômica no custo de geração (IRENA, 2022) tem características menos prejudiciais ao meio ambiente. Apesar de o Brasil possuir em

sua matriz energética um percentual relevante de fontes renováveis de geração, alguns fatores fazem com que ainda haja a necessidade de utilização de outras fontes: complementação da demanda não atendida por fontes renováveis e a dependência de fatores climáticos, que são fundamentais na geração oriunda dessas fontes. A utilização das usinas termoelétricas permite ainda a gestão dos reservatórios de usinas hidroelétricas (ANEEL, 2011).

A necessidade da utilização das usinas termoelétricas foi evidenciada no Brasil após um período histórico de escassez de chuvas em 2001, que ocasionou um racionamento de energia elétrica. Como resultado do ocorrido, no início do segundo milênio, o governo federal percebeu a necessidade da construção de usinas termoelétricas para atender a futuros períodos de escassez de chuvas e o aumento da demanda elétrica brasileira (Bardelin, 2004).

A geração termoelétrica representa um considerável montante da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil, correspondendo a quase 25% do total da capacidade instalada em 2021 (EPE, 2021). A Tabela 1 demonstra a capacidade instalada em MW por tipo de empreendimento de geração.

Tabela 1 – Capacidade instalada por tipo de geração

| Tipo de geração | Capacidade Instalada em MW |
|-----------------|----------------------------|
| Hidro | 109350 |
| Termo | 44866 |
| Eólica | 20771 |
| Solar | 4632 |
| Nuclear | 1990 |
| Total | 181610 |

Fonte: EPE (2021).

Além de representar uma considerável parte da matriz elétrica brasileira, as unidades termoelétricas de geração (UTG) possuem elevado número de empreendimentos em operação no Brasil. Em um levantamento realizado pelo Sistema de Informações de Geração da ANEEL, em dezembro de 2022, foi evidenciada a evolução da dependência brasileira de unidades termoelétricas de geração após o período histórico de 2001. Em 2001 o país possuía 600 termoelétricas em operação. No último levantamento realizado, em dezembro de

2022, 3033 unidades de geração termoelétricas estavam em operação, este número foi ainda maior no mês de setembro do mesmo ano, com um total de 3126 empreendimentos em operação (ANEEL, 2023).

A necessidade de alocar as usinas termoelétricas está relacionada ao atendimento da demanda brasileira, e varia constantemente com a volatilidade da geração hidrelétrica, o que acarreta impactos econômicos para o país, visto que a geração termoelétrica tem maior custo do que a geração por fontes renováveis (IRENA, 2022). O elevado número de empreendimentos em operação e a busca constante da redução dos custos de geração fazem com que seja necessário um planejamento adequado de quais unidades termoelétricas de geração deverão operar ao longo de determinado período.

Para o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a operação das unidades geradoras pode ser dividida em três diferentes planejamentos. (i) planejamento a médio prazo: no qual o horizonte de estudo é de até cinco anos; (ii) planejamento a curto prazo: para um estudo de até um ano; (iii) planejamento a curtíssimo prazo: chamado de programação diária, com horizonte de estudo de até uma semana. Para planejamentos superiores a dez anos são realizados planejamentos da expansão (CEPEL, 2023).

A literatura, ao tratar sobre o planejamento da operação de unidades geradoras, utiliza o termo *Unit Commitment* (UC), que em português pode ser tratado como comissionamento das unidades de geração elétrica, que define quais unidades geradoras estarão ou não em operação no horizonte de estudo. De acordo com Kerr *et al.* (1966), o *Unit Commitment* objetiva o atendimento da demanda energética através do estado operativo das unidades de geração de forma a reduzir as perdas econômicas. As principais determinações do *Unit Commitment* relacionam-se ao tipo de usina geradora considerada no planejamento, sendo as principais delas: o *Thermal Unit Commitment* que faz referência ao planejamento de apenas unidades termoelétricas (Ayoub; Patton, 1971); *Hydro Unit Commitment* aplicado a unidades geradoras hidrelétricas (Ohishi *et al.*, 2005) e a combinação do estudo de ambas as unidades geradoras *Hydro-Thermal Unit Commitment* (Johnson *et al.*, 1971).

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza desde 2020 o programa DESSEM para otimizar a programação da operação de sistemas hidrotérmicos em um período de até 2 semanas (ONS, 2023). O modelo DESSEM

ganhou ainda mais relevância ao se tornar responsável pela formação do PLD a em janeiro de 2021. O preço da liquidação da diferença determinado pela CCEE é baseado na base horária do dia subsequente, refletindo assim as condições do mercado de energia em um curtíssimo prazo (ANEEL, 2023).

O *Unit Commitment* termelétrico pode ser considerado um problema de otimização, que consiste em decisões de colocar ou não em operação usinas termoelétricas mediante diversas restrições operativas, e de despacho econômico dessas usinas (Kun-Yuan Huang *et al.*, 1998).

As características específicas desse problema, abordadas neste trabalho, tornam o planejamento da operação de UTGs um problema de difícil resolução, e que demanda elevado tempo computacional para seu processamento.

1.1 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

O *Thermal Unit Commitment* possui elevado grau de dificuldade pois trata-se de um problema de programação não linear inteiro misto. Dessa forma, dentre as variáveis do problema de otimização existem variáveis binárias referentes à operação das unidades termoelétricas, e variáveis contínuas que representam o despacho de potência das unidades. Além das características destacadas, o problema possui um amplo espaço de busca formado pelas possíveis combinações de operações das unidades. Esse espaço de busca aumenta exponencialmente ao passo que se aumenta o número de unidades geradoras e períodos de planejamentos, tornando a solução por métodos clássicos inviável pelo excessivo esforço computacional. O problema possui ainda pontos de mínimos locais que podem levar as soluções a convergências precoces em determinadas técnicas de otimização. Quando se adicionam restrições operativas e sistêmicas ligadas ao processo da geração de termoelétricas, como atendimento de tempos mínimos de parada e partida e rampa de geração, cria-se regiões não factíveis do ponto de vista do atendimento às restrições.

A motivação para a pesquisa surgiu devido à grande relevância do *Unit Commitment* térmico no sistema elétrico brasileiro e mundial, sendo a busca por planejamentos mais econômicos e de solução rápida o principal foco dos pesquisadores dessa área da engenharia.

As recentes mudanças na regra de precificação horária do PLD foram outro fator motivante para o estudo do planejamento diário da operação, realizado hoje pelo DESSEM, de forma que a metodologia proposta neste trabalho seja capaz de auxiliar na difícil tarefa de determinar o planejamento de forma rápida.

O estudo dos impactos da inserção de fontes de energia renováveis como solar e eólica ao *Unit Commitment* é outro ponto que motivou esta pesquisa. Analisar como a previsão da geração das fontes supracitadas influencia o planejamento é ponto de interesse em diversos estudos recentes.

Outro ponto de grande interesse foi explorar como o *Unit Commitment* térmico pode ser utilizado para análise de sistemas que envolvem as restrições de fluxo de potência e carregamento da rede elétrica.

1.2 OBJETIVO DA PESQUISA

O objetivo geral desta pesquisa foi criar uma metodologia baseada em uma heurística construtiva capaz de reduzir o espaço de busca de soluções para o problema de *Unit Commitment* térmico, considerando restrições sistêmicas e operativas que descrevam o comportamento das unidades geradoras em cenários que considerem a inserção de fontes renováveis de geração e as características do fluxo de potência no sistema elétrico de potência.

1.2.1 Objetivos específicos da pesquisa

Os objetivos específicos da pesquisa foram:

- Obter uma matriz de operação que demonstrasse a relevância horária de cada UTE na programação diária de operação através de índices de sensibilidade difundidos na literatura e conseqüentemente, reduzir as alternativas de operação;
- Estudar o impacto horário das listas de prioridades em diferentes períodos de estudo através da permutação horária dos índices de formação das ordens de mérito;
- Aplicar a metodologia de relevância de UTEs ao *Thermal Unit Commitment* em sistemas de larga escala para um período de um vinte e quatro horas;

- Estudar os impactos da matriz de relevância em sistemas que abordem as restrições termodinâmicas através da rampa de geração;
- Verificar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida em um sistema IEEE-30 barras para estudo do impacto da rede de transmissão ao *Unit Commitment* térmico;
- Obter um conjunto de soluções iniciais factíveis, de baixo custo computacional, para algoritmos de otimização que precisem de um parâmetro inicial.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

A principal contribuição da pesquisa aqui apresentada está no desenvolvimento de uma metodologia capaz de reduzir o espaço de busca do problema de programação diária da operação de sistemas termoelétricos de geração. A redução dar-se-á através da redução das variáveis de Unit Commitment por meio da determinação das decisões de operações das unidades geradoras baseada em informações heurísticas advindas de índices de sensibilidade e o algoritmo de lista de prioridade.

1.4 PUBLICAÇÕES E/OU SUBMISSÕES DECORRENTES DA PESQUISA

Periódicos publicados:

- “Search Space Reduction for the *Thermal Unit Commitment* Problem through a Relevance Matrix”. *Energies* 2022, 15(19), 7153; <https://doi.org/10.3390/en15197153>;
- “Reduction Heuristic for *Thermal Unit Commitment* Considering Ramp Constraints and Large-Scale Generation Systems”. *Energies* 2023, 16, 5370. <https://doi.org/10.3390/en16145370>.

Submissões:

- “Application of a Relevance Matrix to Thermal Unit Commitment in the Presence of Renewable Energy Sources”. Resumo aprovado na XXIII Power Systems Computation Conference. Paris-Saclay, França. 2024.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Esta tese de doutorado é organizada em 6 capítulos, iniciando pela introdução que evidenciou a importância das termoelétricas na matriz elétrica brasileira, bem como a necessidade de um planejamento das unidades geradoras.

O Capítulo 2 aborda uma revisão bibliográfica das principais técnicas relacionadas a solução do *Unit Commitment*. Ainda no mesmo capítulo é apresentado um levantamento quantitativo das pesquisas relacionadas ao tema nos principais bancos de dados científicos na área de engenharia.

No Capítulo 3 apresenta-se de maneira geral o *Unit Commitment* térmico através de suas características, especificidades e variações. No mesmo capítulo é apresentada a formulação e as restrições utilizadas no desenvolvimento da metodologia.

No Capítulo 4 demonstra-se como foi realizada a obtenção da matriz de relevância das unidades geradoras, através do algoritmo de lista de prioridades baseado em heurística advindas da permutação índices de sensibilidade que representam características econômicas das unidades geradoras e a variação da demanda horária.

No Capítulo 5 estão dispostos os estudos realizados aplicando-se a metodologia juntamente a um otimizador comercial em diferentes sistemas nos quais a eficácia da redução do espaço de busca na programação diária da operação foi avaliada.

No último capítulo da tese estão as conclusões obtidas da comparação da técnica apresentada perante outros estudos da literatura especializada. Nesse capítulo ainda se encontram proposições para trabalhos futuros a partir da metodologia apresentada.

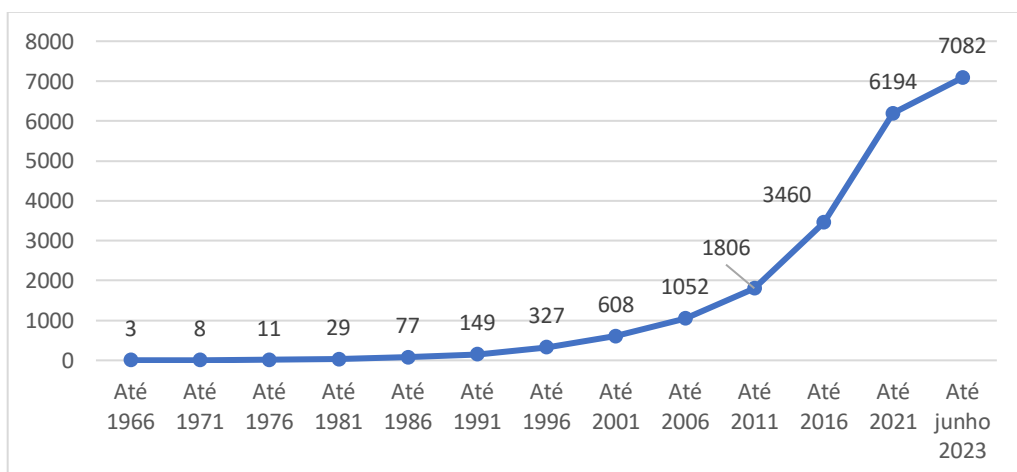
Em seguida são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas na elaboração desta tese, e, após elas, os dados de despacho são encontrados no Apêndice A e por último as informações dos parâmetros utilizados nos sistemas estudados no capítulo 5 na seção de Anexos.

2 UNIT COMMITMENT: ESTADO DO CONHECIMENTO

O *Unit Commitment* é um dos problemas computacionais que perduram ao longo dos anos por não ter uma solução única ou dada como certa (Padhy, 2004). Além da busca pela solução, as mudanças e evoluções nas formulações e restrições consideradas fazem com que seja necessária uma constante evolução nas metodologias que abordam o problema. Nas primeiras citações do termo *Unit Commitment* na revista *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, em 1966, o trabalho de Hara *et al.* (1966) se dedicava a um modelo que considerava o acionamento das unidades juntamente ao despacho econômico. A proposta do trabalho era que a cada violação dos tempos de parada e partida uma penalização de custos seria aplicada ao custo final. Já no trabalho desenvolvido por Kerr *et al.* (1966) os autores apresentaram um novo programa da General Electric para tratar o *Unit Commitment*.

Neste capítulo apresenta-se um estado do conhecimento através de uma pesquisa quantitativa das publicações encontradas no banco de dados dos periódicos CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior). Foi utilizado como palavra-chave na ferramenta de busca avançada, qualquer termo que seja, exatamente o termo "*Unit Commitment*". Como resultado foram relatados mais de 7000 registros dentre livros, artigos, relatórios, entre outros documentos técnicos. A Figura 2 abaixo demonstra a evolução das referências em intervalos de 5 anos, desde as primeiras publicações em 1966, de forma cumulativa.

Figura 2 – Evolução do número de publicações com o termo "*Unit Commitment*".



Fonte: Periódicos CAPES em 03 de junho de 2023 (2023).

A partir da análise da Figura 2 é possível perceber que o interesse em pesquisas que abordam *Unit Commitment* cresceu exponencialmente desde 1966, as pesquisas relatadas quase dobram a cada quinquênio. É importante salientar que o último intervalo de tempo apresentado na Figura 2 não representa um quinquênio completo. Os dados apresentados podem ser explicados devido, principalmente, ao surgimento de novas metodologias e à incorporação de novas restrições ao problema base. O problema é tão contemporâneo que tende a abordar os impactos da consideração de novas formas de geração no planejamento da operação, e maneiras de reduzir os impactos ambientais ao considerar, em algumas formulações, a redução da emissão de poluentes.

2.1 PRINCIPAIS TERMOS ABORDADOS NA LITERATURA APLICADAS AO *UNIT COMMITMENT*

Como descrito nos primeiros trabalhos apresentados em 1966, poucas eram as restrições consideradas no *Unit Commitment*. Dentre as restrições básicas do problema estão o atendimento a demanda horária e o cumprimento dos tempos mínimos de parada e de partida. Ao considerar mais restrições na programação diária, tende-se a aumentar também a complexidade do problema computacional a ser resolvido. As restrições são necessárias e importantes pois elas tendem a descrever os comportamentos das unidades geradoras e as características do processo de geração.

Para compreender a complexidade inerente ao considerar alguma das principais restrições e modelos do UC, foram realizadas buscas conjuntas entre os termos "*Unit Commitment*" e os termos: "ramp"; "flow constraint"; "renewable". Esses termos referem-se às restrições de rampa de geração, consideração do fluxo de potência na rede de transmissão, e a consideração de fontes renováveis de geração ao problema base de UC. Todas as pesquisas foram realizadas no banco de dados periódicos CAPES em 03 de junho de 2023.

Ao realizar a busca por trabalhos que contenham o termo "ramp", foram encontrados 385 resultados, com a primeira referência em 1988 e última em 2023. A complexidade da inserção da rampa é notória pelo número reduzido de publicações quando comparado as mais de 7000 pesquisas do *Unit Commitment*.

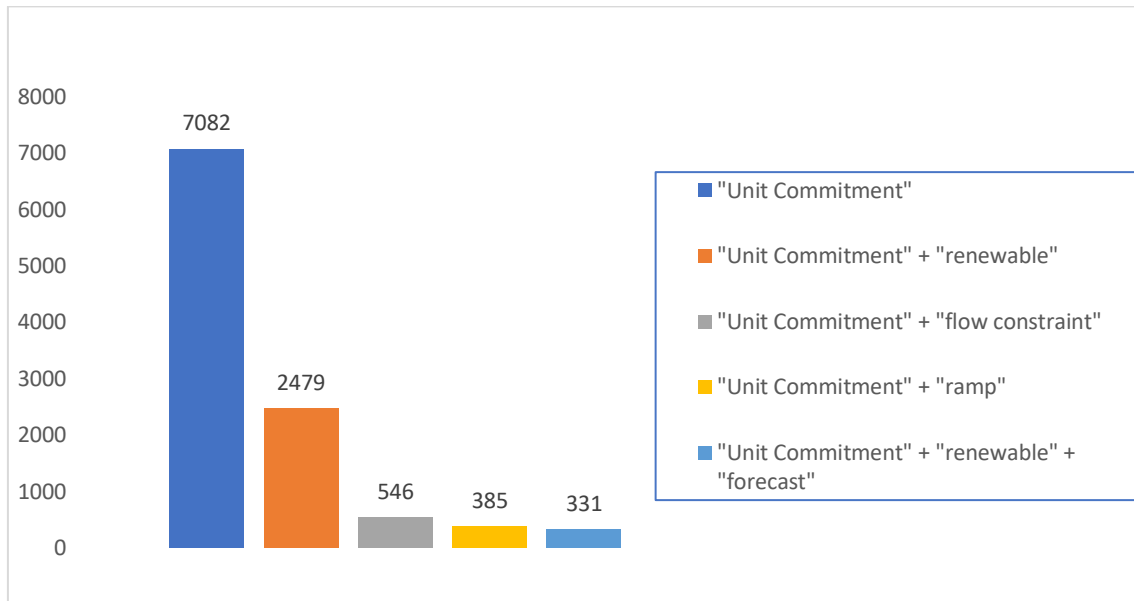
A busca pelo termo “flow constraint” resultou em 546 resultados, que em sua grande maioria referem-se à consideração do limite do fluxo de potência na rede. A complexidade de adicionar um fluxo de potência ao já complexo problema da programação diária faz com que poucos trabalhos abordem a restrição. Em alguns trabalhos levantados, os autores, para conseguir um planejamento que atendesse aos limites de fluxo de potência, realizaram primeiro o *Unit Commitment* e depois executaram um programa de fluxo de potência, deixando a solução final do problema ainda mais lenta e menos acoplada (Ma; Shahidehpour, 1998; Tuncer; Kocuk, 2022).

Os resultados da pesquisa onde a rede é considerada datam de 1972 e possuem referências até 2023.

Ao adicionar “renewable” ao termo “*Unit Commitment*” foram encontradas 2479 publicações. O elevado número de estudos aponta para uma tendência atual do impacto da inserção de novas fontes de energias renováveis ao estudo do *Unit Commitment*. Dentre as pesquisas iniciais de 1983 estão os estudos do impacto da consideração da energia eólica como fonte complementar de geração (Sadanandan *et al.*, 1983). Ainda considerando o termo “renewable”, foi adicionado à pesquisa o termo “forecast”. A intenção da combinação foi verificar quantos trabalhos abordavam a incerteza do erro de previsão relacionado a fontes renováveis. Como resultado foram encontrados 331 trabalhos a partir de 2007, indicando a contemporaneidade do tema.

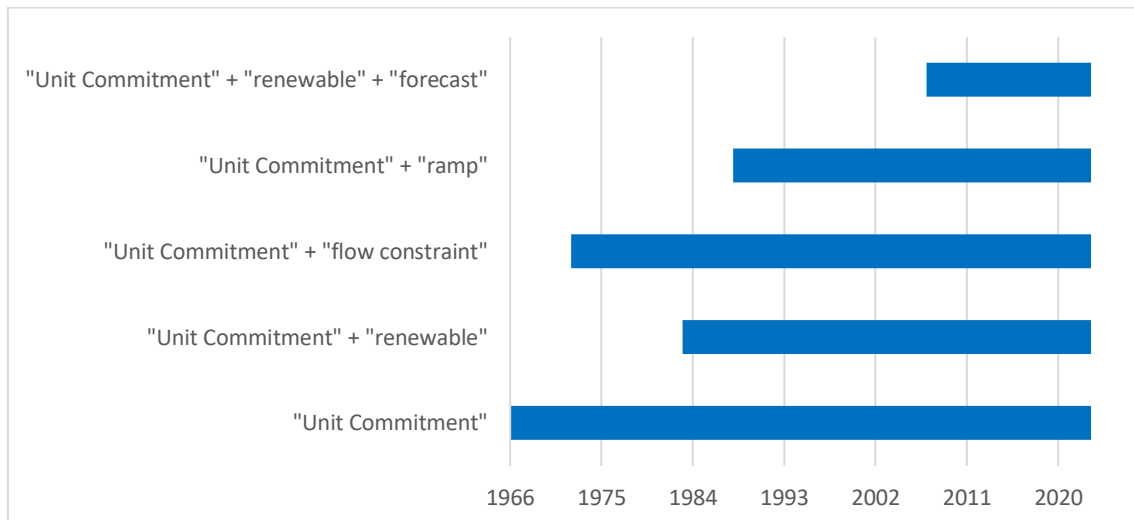
Na Figura 3, a seguir, é possível verificar a relação do número de trabalhos encontrados nas pesquisas que relacionaram os termos pesquisados, além do número total de trabalhos que compreendem de forma geral o termo “*Unit Commitment*”. Já a Figura 4 apresenta a linha do tempo de publicação dos termos pesquisados

Figura 3 – Número de publicações por pesquisa realizada.



Fonte: periódicos CAPES em 06 de junho de 2023 (2023).

Figura 4 – Linha do tempo de termos pesquisados.



Fonte: periódicos CAPES em 06 de junho de 2023 (2023).

Ao analisar as Figuras 3 e 4 é possível perceber características distintas quanto as principais restrições do *Unit Commitment*. A restrição de rampa de geração é pouco abordada e relativamente recente quando comparada às outras restrições em análise. Na consideração do fluxo de potência percebe-se uma preocupação no atendimento da restrição desde o começo das pesquisas do *Unit Commitment*, porém poucos são os trabalhos que fazem referência à restrição. Quando considerada a restrição de consideração de fontes renováveis no

planejamento, percebe-se a contemporaneidade do tema principalmente ao se tratar de trabalhos que consideram os erros de previsão de geração. O elevado número de publicações que consideram esta última restrição está diretamente ligada aos interesses globais de migrar para soluções de energia renováveis como alternativa para o atendimento da demanda de energia elétrica.

2.2 PRINCIPAIS METODOLOGIAS ABORDADAS NA LITERATURA APLICADAS AO *UNIT COMMITMENT*

As distintas abordagens ligadas às considerações de diferentes restrições do *Unit Commitment* permitem que o problema seja solucionado por uma extensa gama de metodologias e técnicas. A única forma de garantir a solução ótima global de um problema matemático como o UC é abordar todas as possíveis soluções, mas para problemas computacionais de explosão combinatória como o UC esta opção é inviável pelo elevado tempo computacional.

Muitas técnicas se propõem a encontrar um planejamento com menor custo possível a um tempo computacional aceitável de acordo com o horizonte de planejamento. Serão abordadas a seguir, de maneira resumida, algumas das principais técnicas que já foram aplicadas ao *Unit Commitment* ao longo dos anos.

2.2.1 Enumeração exaustiva

Como citado anteriormente, a enumeração exaustiva é a única técnica capaz de garantir uma solução ótima global para qualquer problema matemático. Tal garantia é dada por explorar-se todas as possíveis soluções do problema. Alguns trabalhos tendem a utilizar a enumeração exaustiva como técnica de solução do UC, mas em sua maioria a técnica é aplicada com tempos computacionais aceitáveis apenas para sistemas de pequeno porte (Bello *et al.*, 2016).

Além do alto custo computacional a técnica de enumeração exaustiva é ineficiente por investigar soluções ineficazes do sistema, visto que apenas uma pequena parte dos planejamentos cumprem as restrições básicas do UC, principalmente aquelas que indicam o acoplamento temporal como os tempos mínimos de parada e partida.

2.2.2 Programação dinâmica

A aplicação da programação dinâmica ao problema de *Unit Commitment* considera os intervalos de tempo como estágios e as combinações de *status* operativos como espaço de estado. Assim sendo, o problema torna-se complexo, ao passo que se aumenta o número de períodos em análise, e exponencialmente maior com o aumento do número de unidades térmicas em estudo. No *Unit Commitment* a programação dinâmica parte em ramificação a partir de uma solução inicial da operação das unidades de geração. A técnica tem como desvantagem a possível exclusão do ótimo global por decisões prematuras de etapas iniciais (Diniz, 2007).

Os primeiros trabalhos de UC relatados na literatura utilizaram a programação dinâmica para reduzir o custo computacional ao mesmo tempo que pretendia-se reduzir os custos de geração. O trabalho de Lowery (1966) comparou os tempos computacionais da programação dinâmica com a técnica de enumeração exaustiva.

Em Hobbs *et al.* (1988), os autores aplicaram ao modelo base do UC, as restrições de rampa e obtiveram uma programação da operação através de um modelo aprimorado da programação dinâmica clássica.

Em Li *et al.* (1997), os autores realizaram um estudo no qual a programação dinâmica foi utilizada para desativar as unidades geradoras ao invés de ativá-las como no modelo mais utilizado de UC.

Em estudos mais recentes os autores Lan *et al.* (2023) propuseram uma programação dinâmica robusta aproximada para tratar do *Unit Commitment* considerando a incerteza das fontes de energia renováveis.

2.2.3 Lista de prioridades

A técnica de lista de prioridades aplicada ao UC utiliza o conceito de classificar as unidades geradoras segundo diferentes quesitos como capacidade de produção; características econômicas; tempos de operação; emissão de poluentes entre outros (Elsayed *et al.* 2017). A classificação pode ainda ser crescente ou decrescente a depender se as unidades serão colocadas ou retiradas de operação.

Por sua simplicidade é uma das técnicas mais utilizadas no *Unit Commitment*, onde as decisões de operação das UTEs são dadas seguindo-se a lista de prioridade até que determinada restrição seja atendida. Em comparação a

enumeração exaustiva as listas de prioridades possuem menor esforço computacional, mas não garantem o ótimo global, além de serem totalmente dependentes dos índices de sensibilidades utilizados para sua ordenação (Lee; Feng, 1992; De Oliveira *et al.*, 2018).

Uma lista de prioridade estendida foi utilizada por Senjyu *et al.* (2003) para inicialmente definir as unidades geradoras sem considerar as restrições operativas, e em um segundo momento as restrições violadas eram atendidas por heurística.

Em 2018 Wang *et al.* utilizaram uma solução inicial baseada em lista de prioridades para averiguar soluções vizinhas do UC através da busca local.

Em estudos mais recentes uma técnica baseada em lista de prioridade resolve o problema de UC em três estágios. O primeiro estágio é definido por uma lista de prioridade na qual as unidades de geração são alocadas considerando os estados iniciais de operação. Já no segundo estágio define-se o despacho das unidades ativas. Por último, no terceiro estágio, contempla-se a restrição de rampa de geração (Elsayed *et al.*, 2021).

A lista de prioridade é utilizada em diversas metodologias para criar soluções iniciais de qualidade, e é por essa característica que a técnica proposta neste trabalho utiliza das listas de prioridade para a redução do espaço de busca por soluções do UC.

2.2.4 Branch and bound

O método *Branch and Bound* (B&B) possui grande utilidade na solução do UC por ser uma das primeiras técnicas a lidar com problemas de características inteiras e mista. A técnica segue a topologia de árvore para construir possíveis soluções. As restrições do problema são colocadas como subproblemas e cada subproblema é avaliado de maneira a garantir um limite inferior a ser respeitado. Soluções que respeitam as restrições demarcadas pelos limites inferiores são ramificadas e se tornam possíveis candidatas para solução do problema enquanto soluções infactíveis são descartadas (Przybylski; Gandibleux, 2017).

Uma variação da técnica é a utilizar um plano de corte para reduzir o espaço de soluções promissoras. Nessa técnica podem ser utilizadas as características de ramificação de Branch and Bound, sendo chamada de *Branch and Cut* (Basu *et al.*, 2023).

A grande desvantagem da metodologia está ligada a alocação de espaço computacional. Para problemas de grande porte os tempos de execução podem ser quase tão extensos quanto a utilização da técnica de enumeração exaustiva.

O *Unit Commitment* que considerava demanda estocástica foi objeto de estudo de Cohen e Yoshimura (1983) que utilizaram o método B&B para encontrar soluções que incorporavam os custos de partida das unidades geradoras.

Em 1993, Chen e Wang (1993) utilizaram também a capacidade de solução de problemas inteiros mistos do Branch and Bound para realizar a programação de sistemas de 10 e 20 unidades geradoras em até 36 horas de planejamento.

Huang *et al.* (1998), fizeram uso da técnica B&B para solucionar o *Thermal Unit Commitment* e comparar seus resultados com técnicas como a relaxação lagrangiana.

Para reduzir o número de galhos a serem percorridos no problema de *Unit Commitment* solucionado pelo método B&B, Gao *et al.* (2022), utilizaram um algoritmo para congestionamento que analisa os limites superiores e inferiores do problema.

2.2.5 Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais são utilizadas por conseguirem associar a minimização da energia envolvida no processo a pontos de ótimos locais em problemas de otimização. Os primeiros trabalhos que utilizaram as redes neurais fizeram uso das redes do tipo Hopfield, como no trabalho apresentado por Sasaki *et al.* (1992), no qual as redes definiam um estado inicial de operação dos geradores e o despacho era calculado de modo a minimizar os custos. A rede foi aplicada a um sistema de 30 unidades geradoras em um período de estudo de 24 horas.

Já em 1993, Wang e Shahidehpour (1993) utilizaram a técnica de redes neurais artificiais para modelar as restrições de tomada e retomada de carga.

Walsh e Malley (1997) apresentaram uma arquitetura de rede com nova forma de conexões entre os neurônios de forma alternativa à modelagem das redes do tipo Hopfield.

Dentre os estudos atuais, a técnica de rede neural se destaca em sistemas que trabalham com a previsão da geração eólica, como no trabalho desenvolvido por Miele *et al.* (2023).

2.2.6 Outros Algoritmos de Otimização

Os algoritmos de otimização se caracterizam por ser uma classe exclusiva de algoritmos designados para a solução de problemas de difícil solução por outras técnicas. Sendo assim, pode-se classificar os algoritmos de otimização em dois grupos: Otimizadores numéricos e algoritmos evolutivos (Montero *et al.*, 2022).

Dentre os otimizadores numéricos estão os softwares comerciais que se propõem a solucionar problemas de otimização. Entre os principais algoritmos utilizados na aplicação do UC destacam-se:

- *Gurobi* (Gurobi, 2023) e *CPLEX* (IBM, 2023) na formulação do *Unit Commitment* como: problema de Programação Inteira Mista Quadrática (PIMQ) e Programação Inteira Mista com Restrições Quadráticas (PIMRQ). Os dois softwares também são capazes de resolver facilmente problemas de Programação Linear Inteira Mista (PLIM);
- *BARON* (BARON, 2023) e *MOSEK* (MOSEK, 2023) são softwares de otimização recomendados para a formulação do UC no qual o problema é descrito como uma Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM).

Os algoritmos evolutivos são algoritmos que se baseiam em comportamentos de um grupo de indivíduos e nos comportamentos característicos destes grupos. Os algoritmos podem ser baseados em comportamentos biológicos, como os algoritmos genéticos; em características de convívio animal, como o algoritmo de colônia de formigas e lobo cinzento; ou em equações matemáticas, como nos algoritmos seno-cosseno e algoritmo aritmético (Bartz-Beielstein *et al.*, 2014). Diversos algoritmos dessa categoria já foram utilizados para solução do *Unit Commitment*, dentre os quais destacam-se os trabalhos a seguir.

- Algoritmo Genético ou Genetic Algorithm (GA) (Sheblé *et al.*, 1996; Tong *et al.*, 2023);
- Enxame de Partículas ou Particle Swarm Optimization (PSO) (Premkumar *et al.*, 2023; Rezaee Jordehi, 2020);
- Colônia de formigas ou Ant Colony Optimization (ACO) (Silva *et al.*, 2013; Vaisakh; Srinivas, 2011);

- Algoritmo de eco localização conhecido também como Bat Algorithm (BA) (Nidhi *et al.*, 2017; Niknam *et al.* 2014);
- Algoritmo do lobo cinzento ou Grey Wolf Optimizer (GWO) (Dhawale *et al.* 2023; Panwar *et al.*, 2018);
- Algoritmo Seno e Cosseno ou Sine Cosine Algorithm (SCA) (De Oliveira *et al.* 2022; Reddy *et al.*, 2018).

Apesar dos algoritmos evolutivos possuírem uma boa relação de resultados por tempo de execução, a sua grande maioria necessita de ajuste em diversos parâmetros que dependem do conhecimento do programador acerca do problema investigado.

2.2.7 Métodos híbridos

Alguns autores utilizaram de técnicas híbridas para tentar solucionar o UC. A ideia dos modelos híbridos é utilizar as características positivas de distintas metodologias. Muitos trabalhos utilizaram de modelos híbridos principalmente para determinar a alocação das unidades em operação por um método específico, enquanto outra técnica fica incumbida de garantir as restrições operativas do planejamento. Outra forma de hibridismo está na utilização de técnicas distintas para decidir as equações binárias de operação enquanto utiliza-se algoritmos específicos para realização do despacho econômico.

Em 1992 Ouyang e Shahidehpour utilizaram a programação dinâmica em conjunto com uma *Artificial Neural Network* (ANN) para obter o planejamento da operação.

Mantawy *et al.* (1997) utilizaram um método híbrido das técnicas *Simulated Annealing* e *Tabu Search*. No trabalho desenvolvido a lista tabu foi gerada de forma a evitar soluções analisadas previamente pelo *Simulated Annealing*.

Em 2022, no trabalho de De Oliveira *et al.*, a lista de prioridade foi combinada com o algoritmo evolutivo baseado em seno e cosseno para criar uma matriz de probabilidade de acionamentos na solução do UC considerando o erro de previsão do vento. Já no ano de 2023 um algoritmo híbrido entre as técnicas Grey Prediction Evolution e Genetic Algorithm foi utilizado em um planejamento da operação de grande escala composto por até cem unidades geradoras térmicas (Tong *et al.*, 2023).

2.3 CONCLUSÕES

O presente Capítulo foi responsável por apresentar uma breve pesquisa sobre o número de referências do problema de *Unit commitment* através de um levantamento de dados realizado no portal Capes Periódicos. A pesquisa demonstrou que os trabalhos que abordam a programação diária da operação ou *Unit Commitment* têm crescido de maneira exponencial. Destacam-se dois principais motivos pelo aumento dos estudos: O primeiro é a necessidade de se modelar restrições que condizem com características reais do problema e o segundo deles se dá pelo fato de ainda não existir um modelo que garanta uma solução ótima global com baixo esforço computacional.

Através de uma breve explanação sobre as principais técnicas utilizadas percebe-se a pluralidade de metodologias aplicadas ao problema de UC, cada qual com suas características, vantagens e desvantagens. Neste trabalho foi proposta uma metodologia baseada em lista de prioridades que reduz o espaço de busca de soluções. O algoritmo de lista de prioridades foi escolhido como tema de estudo por ser de fácil implementação e demandar baixo esforço computacional. A metodologia desenvolvida e que será apresentada nos próximos capítulos tem como vantagem a redução no número de variáveis de decisões de operação e pode ainda ser utilizada como solução inicial para algoritmos computacionais, ou na construção de novos modelos híbridos.

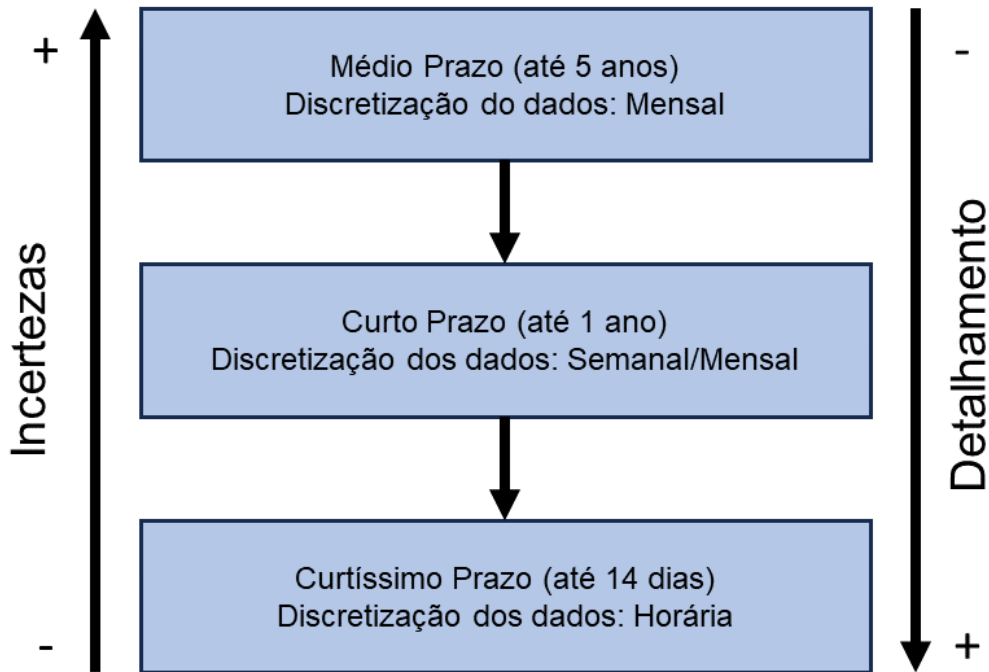
3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

Neste capítulo é apresentado o problema de *Unit Commitment*, evidenciando suas características, variantes, dificuldades do problema computacional, suas principais formulações e restrições.

O UC é um problema computacional de engenharia que se propõe a simular propriedades específicas de um sistema de geração onde leva-se em consideração características como: (i) decisões de parada e partida das diferentes unidades de geração, que tornam-se cada vez mais complexos ao passar dos anos; (ii) redução dos custos de operação e geração, que só ocorrem com um planejamento otimizado; (iii) variações da demanda ao longo do horizonte de planejamento, considerando inclusive os impactos do consumo em horários de pico; (iv) concomitância de várias formas de produção de energia elétrica em um único sistema.

Ao relacionar o horizonte de planejamento com o detalhamento do problema é possível perceber que quanto mais longo o horizonte de planejamento, menos detalhado torna-se o UC ou quanto mais curto o horizonte de planejamento maior é o detalhamento do UC (Fu *et al.*, 2005). O detalhamento relaciona-se diretamente aos dados de geração que sofrem de alguma forma com a incerteza de variáveis como: reserva de água, previsão de chuvas e ventos, entre outros. Para planejamentos mais longos existe a possibilidade de relaxar algumas restrições para estudos de viabilidade e do planejamento da expansão, enquanto em sistemas de curtíssimo prazo existe a necessidade de considerar o máximo de informações possíveis para deixar o UC mais próximo do sistema real (Franz *et al.*, 2019). A Figura 5 relaciona o grau de incerteza com o detalhamento e com diferentes planejamentos da geração.

Figura 5 – Diferença entre os tipos de planejamento da operação



Fonte: Produzida pelo autor.

Ao observar a Figura 5, adaptada de Diniz (2007), é possível perceber que a discretização dos dados considerados nos respectivos planejamentos torna o problema mais ou menos detalhado.

O presente trabalho utiliza a discretização horária de sistemas termoeletricos de geração em seu planejamento. Neste sentido, o estudo realizado refere-se à programação diária da operação com horizonte de planejamento máximo de vinte quatro horas, também conhecida como *Thermal Unit Commitment* (TUC).

3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

A programação diária da operação de sistemas termoeletricos é geralmente relacionada em duas etapas. A primeira delas relaciona-se à decisão de operação das unidades geradoras, conhecida como *Thermal Unit Commitment*. A segunda etapa é definida como o despacho econômico (DE) das unidades geradoras em operação. Esse despacho deve ser capaz de atender a demanda horária.

É importante salientar que as duas etapas podem ser resolvidas separadamente. Nesse caso, alguns trabalhos utilizam a capacidade máxima de geração das unidades geradoras para definir quais UTEs estarão em operação, de

forma que a potência máxima gerada seja capaz de suprir a demanda e possíveis reservas. Com o TUC definido, o DE pode ser realizado nas unidades em operação.

Ao considerar a programação diária em duas etapas distintas simplifica-se o problema, mas perde-se o acoplamento temporal, o que torna a visão geral do horizonte de planejamento particularmente inviável. Na programação diária da operação, o período de planejamento deve ser previsto no TUC, considerando todo o horizonte de planejado. Dessa forma, é necessário levar em consideração as restrições que impactam na transição horária, como cumprimento dos tempos mínimos de parada e partida, e o aumento do custo de geração por partidas excessivas de unidades geradoras, por exemplo. Assim sendo, para realizar um bom planejamento é necessária a visão de todo o período planejado e das alterações da demanda energética do mesmo. Para que o planejamento seja viável e aplicável a sistemas reais é necessário que se atenda, em sua totalidade, as restrições do problema (Malekshah *et al.*, 2022).

Ao estudar especificamente o TUC, pode-se subdividir as restrições dos problemas em restrições: físicas, operativas e econômicas. As restrições físicas se relacionam à capacidade de geração de cada termoelétrica, além de considerar suas características termodinâmicas no processo de geração. Nas características operativas são relacionadas as restrições de tempos mínimos de parada e partida que acrescentam o acoplamento horário ao problema. Nas restrições econômicas destacam-se todas as restrições que impactam no custo final da geração, como por exemplo o tipo de combustível utilizado ou a redução das perdas em linhas de transmissões (Montero *et al.*, 2022).

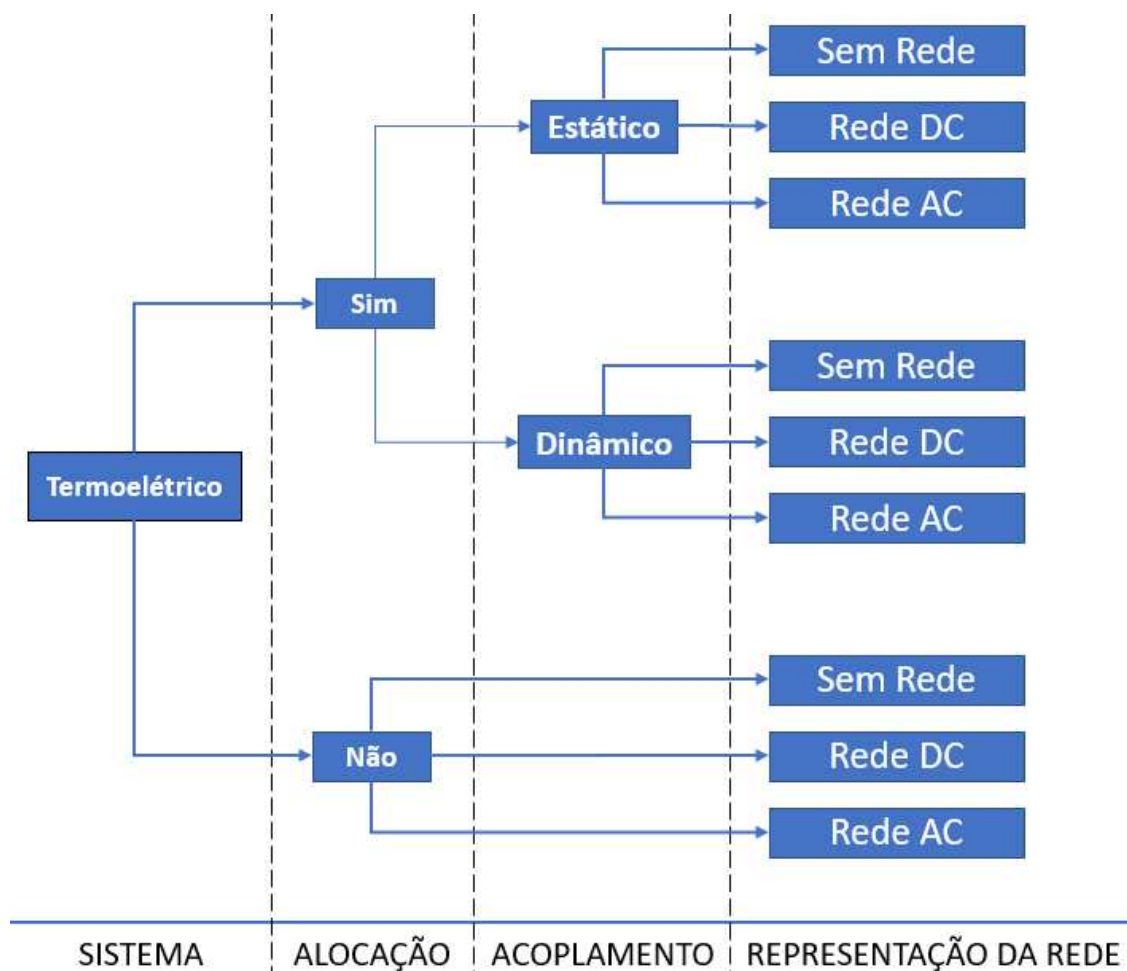
3.2 MODELAGEM DO PROBLEMA

Antes da modelagem do problema é necessário estabelecer uma classificação dos tipos de programação diária da operação. Em sistemas que utilizam apenas a energia térmica para geração de energia elétrica, utiliza-se o termo já apresentado TUC. Quando utiliza-se apenas fontes hídricas para geração de energia elétrica a programação da operação é relacionada como Hydro Unit Commitment (HUC). Já em sistemas onde ambas as fontes citadas são utilizadas, o planejamento é classificado como *Hydro Thermal Unit Commitment* (HTUC).

O trabalho aqui apresentado terá como foco o TUC. Dessa forma, segundo Diniz (2007), o problema pode ser classificado de acordo com: o tipo de acoplamento; alocação das unidades geradoras; e representação das redes elétricas. Em estudos mais recentes acrescenta-se ao problema a possibilidade de considerar a redução da emissão de poluentes pelas termoelétricas e a combinação de fontes renováveis para complemento da geração termoelétrica (Rezaee Jordehi, 2020).

A Figura 6 a seguir mostra as variantes do problema do *Unit Commitment* Termoelétrico.

Figura 6 – Variantes do problema de TUC



Fonte: Adaptada de Diniz (2007).

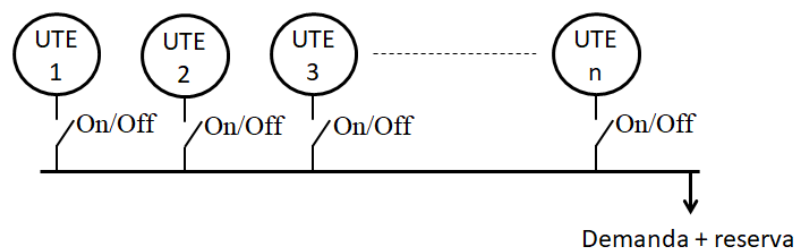
É possível perceber que as variantes do problema podem ser divididas quanto sua alocação, acoplamento e pela consideração ou não da rede elétrica.

Quanto às características apresentadas na Figura 6 pode-se considerar:

- **Alocação das unidades geradoras:** Quando a alocação não precisa ser realizada, considera-se que as unidades geradoras já possuem suas decisões de operações determinadas, ficando para a programação diária apenas a solução do DE;
- **Acoplamento:** O acoplamento temporal refere-se à consideração dos períodos de planejamento. Sistemas estáticos consideram em sua resolução cada período separadamente, nos sistemas dinâmicos os períodos são todos considerados em conjuntos. O acoplamento dinâmico traz para o problema uma gama de restrições operativas das unidades geradoras;
- **Consideração da rede elétrica:** O problema de TUC pode ou não considerar os impactos da rede elétrica. A modelagem da rede pode ser feita no modelo AC ou DC. A consideração da rede torna o modelo mais próximo do encontrado no Sistema Elétrico de Potência (SEP) e pode, inclusive, ser utilizado para estudos do planejamento da expansão, além da análise de contingências.

Ao não considerar os efeitos da rede elétrica, o problema pode ser resumido em uma modelagem em barra única, não sendo necessário realizar os estudos de fluxo de potência entre as barras. A Figura 7 mostra uma representação do problema em barra única.

Figura 7 – Modelagem do *Thermal Unit Commitment* em barra única.



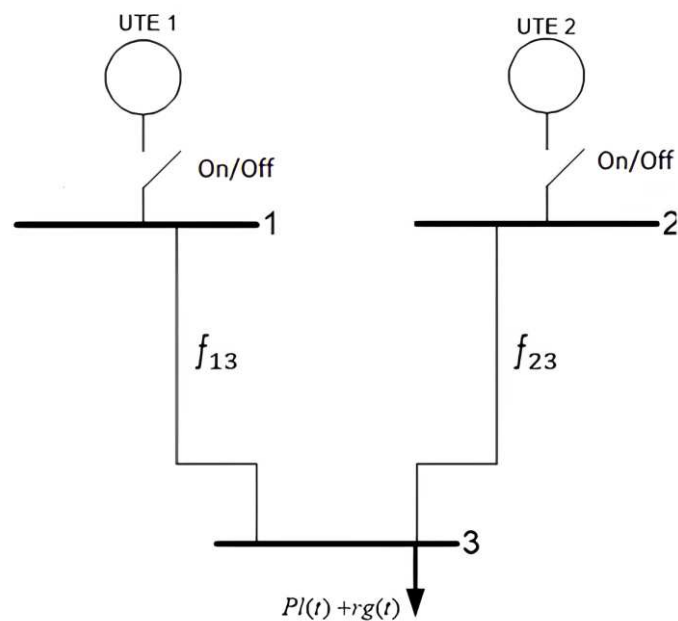
Fonte: Produzida pelo autor.

Por meio da Figura 7 é possível notar que a demanda e a reserva girante encontram-se todas em uma única barra, e nesta barra estão conectados todos os possíveis geradores que serão ou não despachados de acordo com a alocação adotada.

Quando as características da rede elétrica são levadas em consideração, o sistema fica próximo dos sistemas reais de geração e transmissão. Estudos rápidos de viabilidade e carregamento são possíveis nesse sistema.

Na Figura 8 é apresentado, de forma gráfica, um modelo que leva em consideração as características da rede.

Figura 8 – Modelo do UC com consideração da rede



Fonte: Produzida pelo autor.

A Figura 8 representa a geração e a demanda em barras distintas, além dos fluxos de potência entre as barras, onde $P_I(t) + r_g(t)$ representam a demanda e reserva girante.

Neste trabalho, a alocação das UTEs foi determinada pela metodologia desenvolvida, que considerou o acoplamento dinâmico de vinte e quatro horas em sistemas com e sem a consideração da rede de transmissão. Quando a rede foi considerada utilizou-se o modelo de redes DC.

3.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de Unit Commitment pode ser formulado como um problema de otimização onde busca-se minimizar os custos de geração, custos de parada e partida, custos de emissão de poluentes e custos de manutenção das usinas

(Montero *et al.*, 2022). O modelo base de UC que foi abordado neste trabalho levou em consideração apenas a minimização dos custos de operação (geração, tomada e retomada de carga).

O problema de otimização está sujeito a diferentes restrições que são abordadas ainda nesta seção. As restrições mais comuns do UC podem ser separadas em sistêmicas e locais (Hobbs *et al.*, 1988). As restrições sistêmicas, que foram abordadas no sistema em estudo, são: o atendimento à demanda; a consideração da geração de reserva girante; e o acoplamento temporal entre as unidades. As restrições locais são aquelas referentes aos geradores e linhas de transmissão, e retratam características como: termodinâmica dos geradores; restrições de canalização da geração; tempos mínimos de parada e partida; e limites das redes de transmissão.

Existem também restrições que relacionam a geração termoelétrica com a redução de impactos ambientais e a utilização de fontes menos onerosas, estas últimas são chamadas de unidades de despacho sem custo, desta forma na solução do UC, despacha-se inicialmente outras fontes alternativas para atendimento da demanda a custo zero de produção (Qin; Wwi, 2017).

Quanto mais restrições são adicionadas à modelagem do problema, mais complexa se torna sua resolução. Em contrapartida, mais próximo de sistemas reais ficam as aproximações.

A seguir são apresentadas as formulações utilizadas neste trabalho.

3.3.1 Função Objetivo

Existem diversas formas de modelar o problema de UC, podendo o problema ser equacionado como uma função quadrática ou simplificado para um modelo linearizado. Em todas as formulações, o UC é descrito como sendo um problema de otimização, no qual deve-se minimizar os custos inerentes ao problema e suas variantes através de uma função objetivo (FOB) (Montero, *et al.*, 2022).

Neste trabalho, optou-se pelo equacionamento quadrático, por ser este o mais próximo das características reais do custo de produção das termoelétricas. O equacionamento do problema de otimização foi descrito em (1), onde são considerados os custos de produção de energia (2) e os custos relacionados ao acionamento das unidades geradoras (3). O custo relacionado ao desligamento (CD)

das unidades, ou custo de parada, é tido como nulo, dessa forma, não há custo referente ao desligamento de uma UTE.

$$\text{Min FOB} = C_1 + C_2 \quad (1)$$

$$C_1 = \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^{NG} [a_{i,k} + b_{i,k} \cdot Pg_{i,k}(h) + c_{i,k} \cdot Pg_{i,k}^2(h)] \cdot U_{i,k}(h) \quad (2)$$

$$C_2 = \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^{NG} CP_{i,k}(h) \cdot U_{i,k}(h) \cdot [1 - U_{i,k}(h-1)] \quad (3)$$

Onde:

- H Número total de períodos do horizonte de operação (horas);
- NG Número total de unidades geradoras;
- $a_{i,k}$ Componente constante do custo da unidade geradora i (\$/h) conectada na barra k ;
- $b_{i,k}$ Componente linear do custo da unidade geradora i (\$/MWh) conectada na barra k ;
- $c_{i,k}$ Componente quadrática do custo da unidade geradora i (\$/MW²h) conectada na barra k ;
- $Pg_{i,k}(h)$ Potência ativa gerada pela unidade térmica i (MW) conectada na barra k no período h ;
- $CP_{i,k}(h)$ Custo (\$) de partida da unidade geradora i conectada na barra k no período h ;
- $CD_{i,k}(h)$ Custo (\$) de desligamento da unidade geradora i conectada na barra k no período h ;
- $U_{i,k}(h)$ Variável binária de decisão de operação (1) ou não (0) para a unidade geradora i conectada na barra k no período h .

O custo de partida (CP) de uma UTE é determinado levando-se em conta se as caldeiras responsáveis pelo processo de geração estão aquecidas ou totalmente resfriadas. Dessa forma, o CP é definido tendo-se como base o número de períodos que a unidade geradora ficou desativada (T^{OFF}) antes de ser ativada. O custo de partida é dado pela equação (4), já o custo de parada (CD) pode ser admitido como um valor constante ou como em muitos estudos apresentados na literatura

especializada, ter valor nulo (Montero *et al.*, 2022), este último foi o considerado neste trabalho.

$$CP_i = \begin{cases} CP^f: T_i^{OFF} > TMD_i + csh_i \\ CP^q: TMD_i \leq T_i^{OFF} \leq TMD_i + csh_i \end{cases} \quad (4)$$

Onde:

T_i^{OFF} Número de horas que a unidade geradora i manteve-se desligada;

TMD_i Tempo mínimo de desligamento (horas) da unidade térmica i ;

csh_i Tempo de partida a frio (horas) da unidade térmica i ;

CP^f Custo de partida a frio (\$) da unidade geradora i ;

CP^q Custo de partida (\$) a quente da unidade geradora i .

3.3.2 Restrição de balanço de potência

A restrição de balanço de potência (5) determina que toda potência demandada na barra k , mais o fluxo de potência na mesma barra, seja igual à potência gerada na barra. A restrição de igualdade garante que nenhuma potência excedente seja gerada ocasionando custos desnecessários ao sistema.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_{i,k}(t) \cdot Pg_{i,k}(h) = Pl_k(h) + \sum_{m \in \Omega_k} f_{km}(h) \quad (5)$$

Sendo:

$Pl_k(h)$ Valor da demanda (MW) na barra k no período h ;

$f_{km}(h)$ Fluxo de potência ativa (MW) no período h no ramo entre as barras $k - m$;

Ω_k Conjunto de barras vizinhas da barra k .

Em sistemas que utilizam fontes renováveis como solar e eólica em conjunto com as termoelétricas utiliza-se a equação de balanço de potência apresentada pela equação (6). No presente trabalho foram consideradas fontes eólicas e solares na programação diária da operação.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_{i,k}(t).Pg_{i,k}(h) + Eg_k(h) + S_k(h) = Pl_k(h) + \sum_{m \in \Omega k} f_{km}(h) \quad (6)$$

Com:

$Eg(h)$ Potência fornecida pela fonte de energia eólica (MW) na barra k no período h ;

$S(h)$ Potência fornecida pela fonte de energia solar (MW) na barra k no período h .

3.3.3 Restrição de reserva girante do sistema

A restrição de reserva girante garante um percentual de geração para situações de segurança ou emergência. A reserva tem como objetivo disponibilizar uma possível geração, superior à demanda horária, prevista em casos como falha de unidades geradoras ou aumento inesperado da demanda. O equacionamento relativo à reserva girante é dado pela inequação (7).

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(h).Pg_{i,k}^{max} \geq Pl(h) + rg(h) + \sum_{m \in \Omega k} f_{km}(h) \quad (7)$$

Onde:

Pg_i^{max} Limite máximo de geração de potência ativa (MW) da unidade geradora i na barra k ;

$rg(h)$ Reserva girante (MW) no período h .

De maneira análoga ao ocorrido na equação de balanço de potência, a consideração de fontes renováveis no sistema de geração altera a restrição de reserva girante, resultando na equação (8):

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(h).Pg_{i,k}^{max} + Eg(h) + S(h) \geq Pl(h) + rg(h) + \sum_{m \in \Omega k} f_{km}(h) \quad (8)$$

É importante salientar que, em sistemas com consideração da rampa de geração em sua formulação, a variável Pg_i^{max} antes fixa, depende agora da geração no período prévio. Dessa forma, a potência gerada máxima será função da potência gerada no instante anterior somada ao valor máximo da rampa de geração.

3.3.4 Restrição de tempos mínimos de parada e partida

As restrições de tempos mínimos de partida (9) e parada (10) indicam a necessidade das unidades geradoras se manterem em operação (TMP_i), ou se manterem fora de operação (TMD_i). A restrição é implementada para que sejam incorporadas ao problema as características termodinâmicas das unidades termoelétricas.

$$T_i^{ON} \geq TMP_i \quad (9)$$

$$T_i^{OFF} \geq TMD_i \quad (10)$$

Onde:

T_i^{ON} Número de horas que a unidade geradora i está em operação;

TMP_i Tempo mínimo de partida (horas) da unidade geradora i .

3.3.5 Restrições de limite de geração

Conhecidas também como limites de canalização, as restrições do limite de geração (11) indicam os valores máximos e mínimos de geração que cada unidade é capaz de realizar. Em alguns estudos, os limites de geração são considerados uma porcentagem do valor da potência máxima (Damousis *et al.*, 2004).

$$Pg_{i,k}^{min} \leq Pg_{i,k}(h) \leq Pg_{i,k}^{max} \quad (11)$$

Onde:

$Pg_{i,k}^{min}$ Limite mínimo de geração de potência ativa (MW) da unidade geradora i na barra k .

3.3.6 Restrições de fluxo de carga

Para representar os efeitos da rede elétrica no planejamento da operação dos sistemas termoeletrônicos de geração, foi utilizado o modelo de fluxo de carga CC (linearização). Tal abordagem, apesar de aproximada, possui erros bem pequenos (2 a 5%) em casos de sobrecarga, de acordo com o estudo realizado por Parker *et al.*, (1980). A representação do fluxo de potência entre as barras do sistema é apresentada nas equações (12) e (13).

$$f_{km}(h) = \gamma_{km} * \theta_{km}(h) \quad (12)$$

$$f_{km}^{min} \leq f_{km}(h) \leq f_{km}^{max} \quad (13)$$

Onde:

- γ_{km} Susceptância da linha de transmissão entre as barras k e m ;
- $\theta_{km}(h)$ Diferença angular entre as barras k e m no período h ;
- f_{km}^{min} Limite inferior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras k e m ;
- f_{km}^{max} Limite superior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras k e m .

3.3.7 Restrições de rampa de geração

Para representar as características de geração que obedecem às leis da termodinâmica utiliza-se uma restrição que indique a variação máxima da capacidade de geração entre os períodos. A restrição de rampa de geração tem como objetivo modelar as características das caldeiras utilizadas pelas termoeletrônicas no processo de geração de energia elétrica. A equação que rege a potência máxima gerada pela unidade i no período h é dependente do período anterior e dada por (14) e (15).

$$Pg_{i,k}(h) - Pg_{i,k}(h - 1) \leq UR_{i,k}; \text{ Se } Pg_{i,k}(h) > Pg_{i,k}(h - 1) \quad (14)$$

$$Pg_{i,k}(h - 1) - Pg_{i,k}(h) \leq DR_{i,k}; \text{ Se } Pg_{i,k}(h - 1) > Pg_{i,k}(h) \quad (15)$$

Onde:

- $UR_{i,k}$ Capacidade máxima da rampa de subida da unidade i (MW) na barra k ;

$DR_{i,k}$ Capacidade máxima da rampa de descida da unidade i (MW) na barra k .

3.3.8 Restrições de rampa de partida e rampa de desligamento

Para melhor exemplificar as características termodinâmicas da geração termoelétrica utiliza-se das restrições de rampa de partida e rampa de descida. A rampa de partida ocorre quando a unidade está desligada e entra em operação no período de tempo seguinte. A rampa de desligamento ocorre quando a unidade está em operação e deixa de funcionar no instante posterior, como mostram as equações a seguir.

$$Pg_{i,k}(h) \leq SUR_{i,k}; \text{ Se } U(h) = 1 \text{ e } U(h-1) = 0 \quad (16)$$

$$Pg_{i,k}(h-1) \leq SDR_{i,k}; \text{ Se } U(h-1) = 1 \text{ e } U(h) = 0 \quad (17)$$

Onde:

SUR_i Capacidade máxima da rampa de partida da unidade i (MW) na barra k ;

SDR_i Capacidade máxima da rampa de desligamento da unidade i (MW) na barra k .

3.3.9 Unidades sempre despachadas

Conhecidas como “*must run units*”, as unidades que serão sempre despachadas são aquelas que no planejamento possuem seu custo muito menor que o custo das termoelétricas, sendo esse custo muitas vezes considerado nulo. As unidades sempre despachadas são as que apresentam geração com fontes renováveis como solar e eólica, e, por possuírem custo zero, sua potência é utilizada em sua totalidade antes de realizar-se a ativação de unidades termoelétricas.

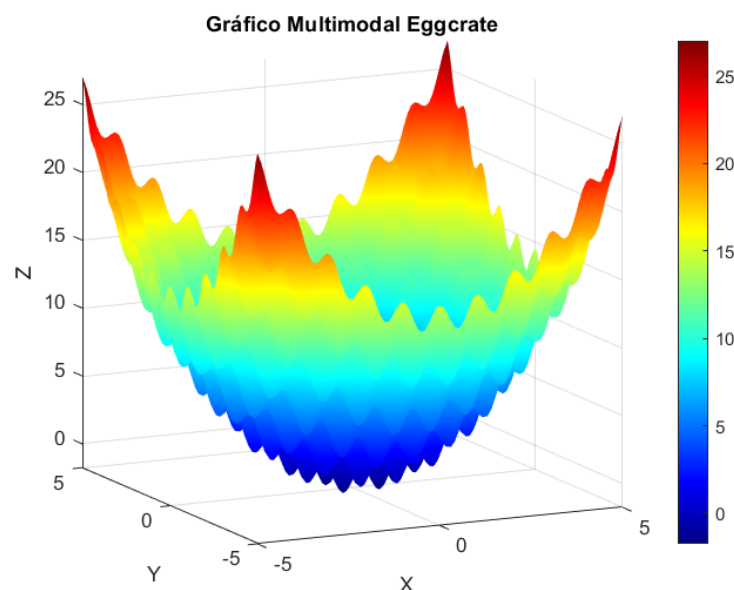
3.4 DESAFIOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

O problema da programação diária da operação pode ser descrito como um problema de programação não linear inteira-mista, ou seja, o problema possui tanto variáveis discretas quanto variáveis contínuas (Cacchiani; D’ambrosio, 2017). As

variáveis discretas são as representações do UC, onde o valor “1” representa uma usina em estado operativo e o valor “0” representa uma usina fora de operação. O problema pode ser linearizado, mas sua correta formulação é representada por um modelo não linear, no qual a potência gerada possui componentes quadráticos e lineares que demonstram os custos de produção de energia. Dentre os principais desafios na solução da programação diária da operação destaca-se:

- **Região de solução não convexa:** A formulação tida como ideal do TUC o caracteriza como um problema de larga escala e não convexo devido aos seus requisitos operativos (Van Ackooij *et al.*, 2018). O problema possui muitos pontos de mínimos locais tornando sua solução por métodos clássicos, como gradiente inviável pela precoce convergência (Viana, 2004). A função conhecida como “*egg-crate*”, representada na Figura 9, é um exemplo de função com região não convexa;

Figura 9 – Função *egg-crate* de região de solução não convexa.



Fonte: Produzida pelo autor.

- **Natureza combinatória de decisões:** O UC é um problema combinatório no qual as decisões de operação são variáveis binárias. Dessa forma, para cada decisão de operação existem duas possibilidades distintas, ou seja, um problema combinatório de $2^{NG \times H}$ combinações, o que torna o método de enumeração exaustiva inviável devido ao grande esforço computacional necessário (Kerr *et al.*, 1966). Na Tabela 2 são apresentados os números de

possíveis combinações do UC em sistemas de pequena, média e larga escala. O elevado número de combinações representa o amplo espaço de busca de soluções característico do UC;

Tabela 2 – Número de combinações de soluções em diferentes sistemas termoelétricos.

| Nº de UTES (NG) | Período (H) | Nº de combinações |
|-----------------|-------------|-------------------|
| 4 | 8 | 4,295e+09 |
| 10 | 24 | 1,767e+72 |
| 20 | 24 | 3,122e+144 |
| 40 | 24 | 9,745e+288 |
| 60 | 24 | 3,042e+433 |
| 80 | 24 | 9,497e+577 |
| 100 | 24 | 2,964e+722 |

Fonte: Produzida pelo autor

- **Acoplamento dinâmico das decisões de operação:** A consideração de algumas restrições na formulação do UC acrescenta o acoplamento entre os períodos planejados. Um exemplo ocorre na restrição de tempos mínimos de parada e partida, onde decisões de operação tomadas em determinados períodos impactam e determinam as decisões de operações em períodos posteriores.

3.5 MODELO DESSEM

No Brasil, a programação diária da operação é realizada pela Eletrobras através do modelo computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL denominado DESSEM ou Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo. O DESSEM é um modelo capaz de realizar o despacho hidrotérmico em um período de até duas semanas, com discretização máxima de dados de meia hora.

O modelo tem como um dos seus objetivos a otimização do custo de geração através da correção das inviabilidades, até que se gere um planejamento factível do ponto de vista do atendimento das restrições consideradas. Quando a rede elétrica é

considerada no planejamento, o DESSEM resolve o problema de programação inteira mista (MIP) considerando as restrições do UC. O modelo pode utilizar ainda a técnica de programação dinâmica dual ou programação linear, além de utilizar informações heurísticas em restrições de segurança da rede elétrica (CEPEL, 2022).

As restrições abordadas pelo DESSEM exclusivamente para as usinas termoelétricas são: limite operativo de geração; rampa de geração; cumprimento de tempos mínimos de parada e partida; operação a ciclo combinado (CEPEL, 2022).

3.6 CONCLUSÕES

No presente capítulo foram apresentadas inicialmente as características do problema de programação diária da operação de sistemas termoelétricos e os diferentes tipos de modelagem do problema. Foram apresentadas a formulação quadrática do problema de otimização do UC e suas restrições. As dificuldades e desafios inerentes ao problema foram expostas e justificam os estudos contemporâneos sobre o tema.

De forma a resumir as restrições abordadas neste trabalho, foi gerada a Tabela 3 que apresenta as restrições e considerações que são exploradas nas seções posteriores deste trabalho.

Tabela 3 – Restrições e considerações abordadas nos sistemas a serem estudados.

| | Tempos | | | | | |
|------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Reserva Girante | Mínimos Parada e Partida | Limite de Geração | Rampa de Geração | Linha de Transmissão | Múltiplos Combustíveis | Energias Renováveis |
| Sim | Sim | Sim | Sim | Sim | Não | Sim |

Fonte: Produzida pelo autor

4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA: MATRIZ DE RELEVÂNCIA

No presente capítulo é apresentada a metodologia proposta nesta tese, nomeada como Matriz de Relevância (MR). São abordados os conceitos teóricos utilizados para obtenção da matriz, que utilizam informações heurísticas provenientes de índices de sensibilidades difundidos na literatura. O desenvolvimento da MR foi motivado pelo elevado número de variáveis inerentes ao TUC, o que o torna um problema de dimensões exponenciais, atribuído a explosão combinatória de possíveis decisões de operações. A matriz de relevância é formada pela aplicação do algoritmo de lista de prioridade modificado, para que em sua forma final seja possível restringir o espaço de busca de soluções do problema de programação diária da operação de sistemas termoeletrônicos de geração.

4.1 HEURÍSTICA

Diversas definições da palavra heurística são encontradas na literatura. Para Nicholson (1971) a heurística pode ser tratada como uma aproximação intuitiva na obtenção de resultados razoáveis de um problema. Partindo da abordagem de Nicholson, Silver *et al.*, (1980) acrescentam que se o problema a ser solucionado possuir suas restrições e formulações matematicamente bem definidas é possível obter uma solução muito próxima, ou até mesmo, a solução ótima global.

No desenvolvimento da metodologia proposta utilizou-se de informações heurísticas para gerar uma matriz capaz de reduzir o espaço de busca, através de informações como: remoção de soluções ineficazes do ponto de vista do atendimento de restrições; custos e capacidade de produção de cada unidade geradora; e características dos períodos planejados. Através das informações heurísticas a matriz foi capaz de indicar a relevância de todas as unidades de geração na programação diária da operação.

4.2 LISTA DE PRIORIDADE (LP)

O algoritmo de lista de prioridade é uma das técnicas utilizadas para solução de problemas de otimização. Quando aplicado ao *Thermal Unit Commitment* o algoritmo tem como objetivo classificar as unidades geradoras de acordo com algum

critério ou índice de sensibilidade. O algoritmo de lista de prioridade pode ser aplicado no acionamento das unidades melhores ranqueadas ou no desligamento das unidades com pior desempenho, esta última estratégia foi aplicada por Baldwin *et al.* (1959) em um dos primeiros trabalhos que utilizaram a lista de prioridade. Baldwin considerou que todas as unidades geradoras estavam em operação e estas foram sendo retiradas de operação até o momento anterior onde o despacho não era suficiente para atender a demanda.

A utilização da lista de prioridade é ainda um método contemporâneo na solução do *Unit Commitment*, como visto no trabalho desenvolvido por De Mars e O'sullivan (2022), no qual a lista de prioridade foi capaz de reduzir até 94% do esforço computacional na solução de um sistema composto por até 30 geradores. Outra utilização da lista de prioridade que merece destaque é sua forma híbrida com outros algoritmos. Em muitos trabalhos utiliza-se inicialmente a lista de prioridade para encontrar uma solução inicial que atenda às restrições do problema, para que outra técnica refine a busca local. Tal modelo híbrido tem como exemplo o trabalho apresentado por Govardhan e Roy (2012).

Quando o algoritmo de LP é utilizado na solução do TUC realiza-se o ranqueamento das unidades geradoras segundo critérios econômicos, associados à eficiência e capacidade de produção das mesmas. Após o ranqueamento, as unidades têm seu estado de operação definido como ligado, até que as restrições apresentadas nas equações (6) e (8) sejam atendidas. Em alguns trabalhos, ocorre ainda o desligamento das unidades que geram potência excedente no atendimento à demanda (De Oliveira *et al.*, 2018). Essas unidades retiradas deixam o planejamento por serem menos eficiente e desnecessárias em determinados períodos.

Na Figura 10 é ilustrada a dinâmica de alocação de unidades geradoras, segundo o exemplo de lista de prioridade da Tabela 4.

Tabela 4 – Exemplo de lista de prioridade.

| Prioridade | 1 ^a | 2 ^a | 3 ^a | 4 ^a | 5 ^a |
|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Unidade Geradora | UTG4 | UTG5 | UTG2 | UTG1 | UTG3 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Figura 10 – Exemplo de atendimento à demanda via algoritmo de lista de prioridade.



Fonte: Produzida pelo autor

A Figura 10 apresenta a alocação das unidades termoelétricas de geração (UTG) segundo a lista de prioridade apresentada na Tabela 4. No período inicial T a ativação da UTG4, de maior relevância e primeira da lista de prioridade é acionada, nos períodos seguintes até T+3 as UTGs são alocadas para atendimento da demanda crescente em ordem direta à relevância apresentada na Tabela 4. No período T+4 a queda da demanda permite que as UTGs 3, 1 e 2, nessa ordem, sejam desativadas.

A aplicação do algoritmo de lista de prioridade é capaz de encontrar na maioria das vezes soluções sub-ótimas do problema de UC (Bhadoria; Marwaha, 2020). Além de não garantir o ótimo global, o algoritmo baseado em lista de prioridade não leva em conta as restrições de tempos mínimos de parada e partida, sendo necessário a correção destes através de alguma estratégia.

A eficiência do algoritmo de lista de prioridade está atrelada diretamente aos índices de sensibilidade que a classificam. Existem diversos índices de ranqueamento utilizados para o problema de TUC, destacando-se fatores econômicos, capacidade de produção, impactos ambientais, entre outros.

A metodologia proposta foi concebida utilizando alguns dos índices de maior relevância na literatura, sendo eles: o Custo Médio de Geração à Plena Carga (CMGPC), Custo Marginal de Produção (CMP), Custo Mínimo por Unidade Geradora (CMU) e Sensibilidade de Lagrange (SL).

4.2.1 Custo Médio de Geração à Plena Carga (CMGPC)

Proposto por Burns e Gibson (1975), o custo médio de geração à plena carga utiliza em sua formulação (18) as parcelas constante, linear e quadrática do custo de produção aplicados à capacidade máxima de geração de cada unidade geradora.

$$CMGPC = \frac{a_i + b_i \cdot Pg_i^{max} + c_i \cdot (Pg_i^{max})^2}{Pg_i^{max}} \quad (18)$$

Apesar da similaridade com o custo de produção encontrado na FOB do problema de otimização, o CMGPC não considera em sua concepção a influência da demanda, sendo um índice de sensibilidade que considera apenas as características dos geradores.

4.2.2 Custo Marginal de Produção (CMP)

Para encontrar o custo marginal de produção deriva-se a equação de custo operacional (CO) (19) em relação a potência gerada Pg_i . Ao considerar Pg_i como a potência média gerada de cada gerador é possível obter o custo marginal de produção em todas as unidades de geração.

O custo marginal de operação (20) foi utilizado como índice de sensibilidade para ranquear as unidades geradoras em um estudo realizado por Pang e Chen, (1976). Nesse estudo os autores utilizaram o CMP no algoritmo de lista de prioridade para atendimento à demanda em um problema de UC. A derivada do custo operacional tem como desvantagem a perda do elemento constante da função de custos (a_i), além de não considerar também a demanda em sua obtenção.

$$CO = a_i + b_i \cdot Pg_i + c_i \cdot Pg_i^2 \quad (19)$$

$$CMP = \left. \frac{dCO}{dPg_i} \right|_{Pg_i = Pg_i^{med}} \quad (20)$$

$$CMP = b_i + 2c_i \cdot Pg_i^{med}$$

Onde:

Pg_i^{med} Potência ativa média gerada na unidade i (MW).

4.2.3 Custo Mínimo por Unidade Geradora (CMUC)

Proposto por Dhaliwal e Dhillon (2019) o custo mínimo por unidade geradora considera em seu equacionamento (21) apenas os coeficientes de produção a_i , b_i e c_i de cada gerador. No CMUC tanto potência gerada por cada gerador quanto a demanda horária não são considerados fatores relevantes para ranqueamento das unidades geradoras.

$$CMUC = 2\sqrt{a_i c_i} + b_i \quad (21)$$

4.2.4 Sensibilidade de Lagrange (SL)

Sendo o único dos índices apresentados a considerar a demanda horária em sua formulação, o índice baseado na SL foi proposto por Silva Junior *et al.* (2006) para ranquear as unidades geradoras em todo o período de planejamento da operação. Utilizando uma Função de Decisão de Operação (FDO) baseada numa função do tipo sigmoideal, os autores utilizaram um intervalo de canalização onde a FDO indicaria uma tendência de acionamento das UTGs. Como o intervalo de canalização adotado pelos autores impede o acionamento das chaves por completo, uma nova unidade geradora de alto custo deve ser inserida no sistema.

Para que a demanda seja atendida é necessário o acionamento da unidade geradora de alto custo. Os multiplicadores de *Lagrange* irão indicar o impacto na redução do custo de operação de cada unidade geradora em cada período de planejamento para o acréscimo de uma unidade da FDO. De forma resumida a Sensibilidade de Lagrange irá indicar qual unidade geradora trará maior economia se sua capacidade de geração for aumentada.

A Matriz de Sensibilidade (MS) apresentada abaixo representa a tendência operação de cada UTG. Os multiplicadores de *Lagrange* terão valores negativos indicando a redução no valor da FOB.

$$MS = \begin{pmatrix} \pi_{u1}(h) & \pi_{u2}(h) & \dots & \pi_{uN}(h) \\ \pi_{u1}(h+1) & \pi_{u2}(h+1) & \dots & \pi_{uN}(h+1) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \pi_{u1}(H) & \pi_{u2}(H) & \dots & \pi_{uN}(H) \end{pmatrix} \quad (22)$$

Onde:

MS Matriz de sensibilidade;

$\pi_{ui}(h)$ Multiplicador de *Lagrange* da unidade i na hora h ;

H Número total de horas consideradas no planejamento;

N Número total de unidades geradoras consideradas no planejamento.

4.2.5 Característica dos índices de formação

Para a formação da matriz de relevância proposta nesta tese foram considerados os índices apresentados nas seções anteriores. A Tabela 5, abaixo, apresenta os índices apresentados e as considerações quanto à variação da demanda $Pl(h)$, potência gerada Pg e custo constante a_i .

Tabela 5 – Características consideradas na obtenção das ordens de mérito.

| Índice de formação | Variação da demanda - $Pl(h)$ | Parcela constante - a_i | Potência Gerada - Pg |
|---------------------------|---|---|--|
| CMGPC | Não Considera | Considera | Considera |
| CMP | Não Considera | Não considera | Considera |
| CMU | Não Considera | Considera | Não Considera |
| SL | Considera | Considera | Considera |

Fonte: Produzida pelo autor.

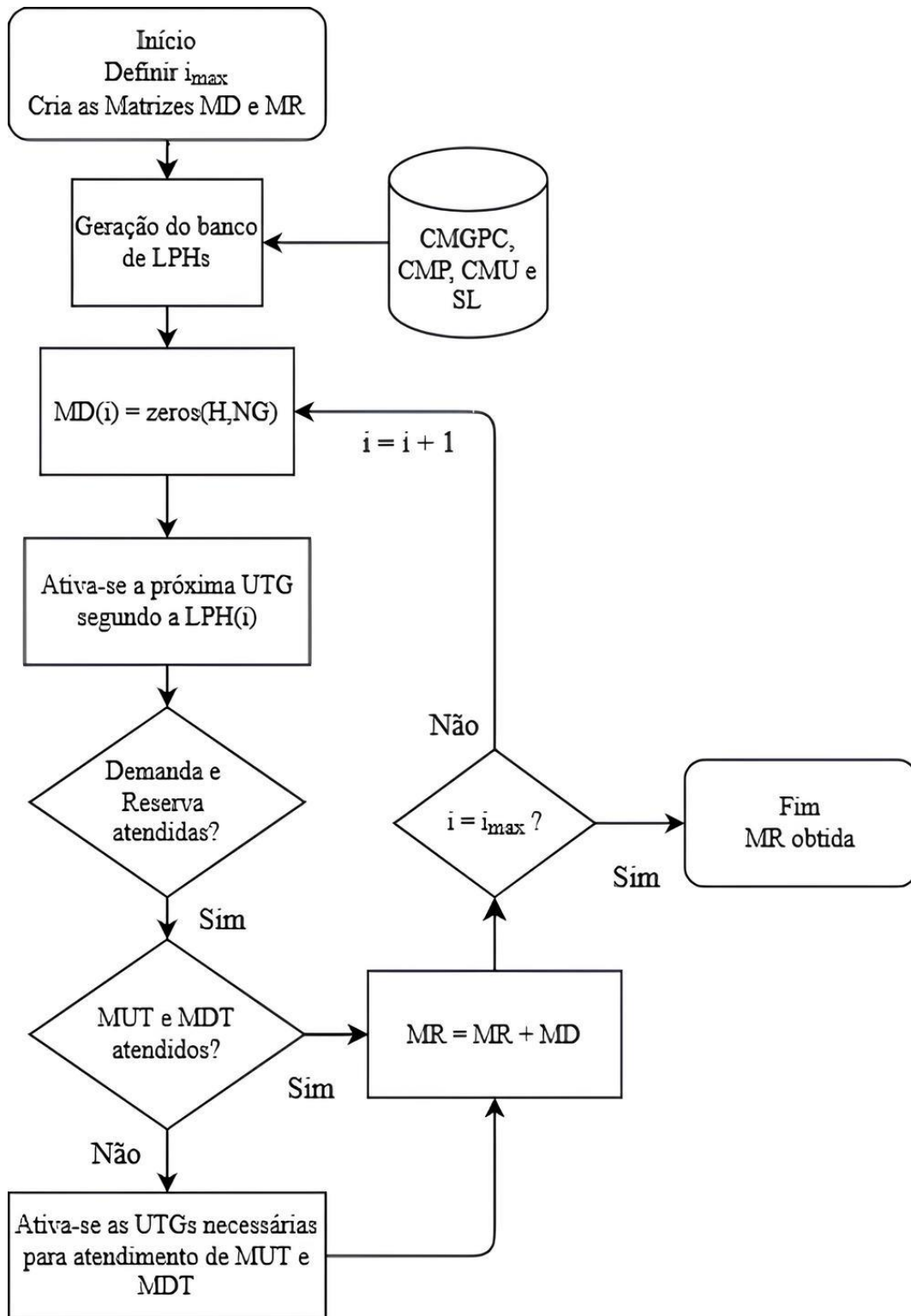
A variedade de índices de ranqueamento utilizados em algoritmos de lista de prioridade é extensa e diversificada. Os índices adotados foram escolhidos por serem índices difundidos na literatura que abordam especificamente o problema de TUC. As distintas considerações nos diferentes índices são de interesse da

metodologia para que haja maior diversificação da classificação das unidades geradoras.

4.3 MATRIZ DE RELEVÂNCIA

Para apresentar os detalhes da obtenção da matriz de relevância proposta neste trabalho, foi elaborado um fluxograma, apresentado na Figura 11. A metodologia foi dividida em três seções destacadas e numeradas como: Região 1 - Criação das Listas de Prioridade; Região 2 – Aplicação do algoritmo de LP; e Região 3 – Garantia da factibilidade das soluções. As três regiões do fluxograma foram caracterizadas nas subseções a seguir.

Figura 11 – Fluxograma da metodologia proposta



Fonte: Produzida pelo autor.

O fluxograma da Figura 11 apresenta a dinâmica seguida para obtenção da Matriz de Relevância (MR) através da soma das Matrizes de Decisões (MD)

referentes aos estados operativos de cada gerador em cada período de planejamento.

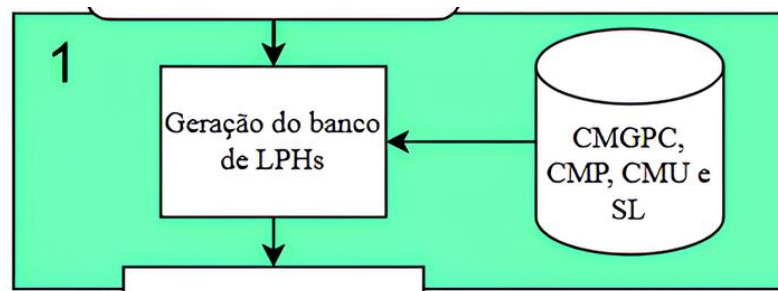
4.3.1 Considerações Iniciais

Antes da execução da metodologia proposta é necessário definir apenas um único parâmetro inicial, o valor de i_{max} , que é responsável por indicar quantas matrizes de decisões serão somadas para formação da matriz de relevância MR. Valores baixos para i_{max} são responsáveis por criar uma matriz pouco diversificada, já valores muito alto de i_{max} representam um maior esforço computacional para formação da MR, já que para cada i será elaborada uma lista de prioridade híbrida diferente utilizada pelo algoritmo de LP.

4.3.2 Região 1 - Criação das Listas de Prioridade Híbridas

A região em destaque na Figura 12 representa a etapa da metodologia responsável por criar as listas de prioridades híbridas que futuramente serão utilizadas pelo algoritmo de lista de prioridade.

Figura 12 – Recorte da região 1



Fonte: Produzida pelo autor

A partir dos índices de prioridade: CMGPC, CMP, CMU e SL foram geradas as classificações das unidades geradoras em cada um dos H períodos de planejamento de acordo com os equacionamentos propostos em seus respectivos índices. Como apresentado na Tabela 5, apenas o índice baseado em multiplicadores de Lagrange faz distinção quanto aos diferentes períodos de planejamento, por considerar a variação da demanda em sua formulação.

Cada índice é responsável por criar uma ordem de mérito de $H \times NG$. Destaca-se que nos índices onde não há consideração da variação da demanda, todos os períodos H possuem a mesma ordem de mérito, o que ocorre em CMGPC, CMP e CMU.

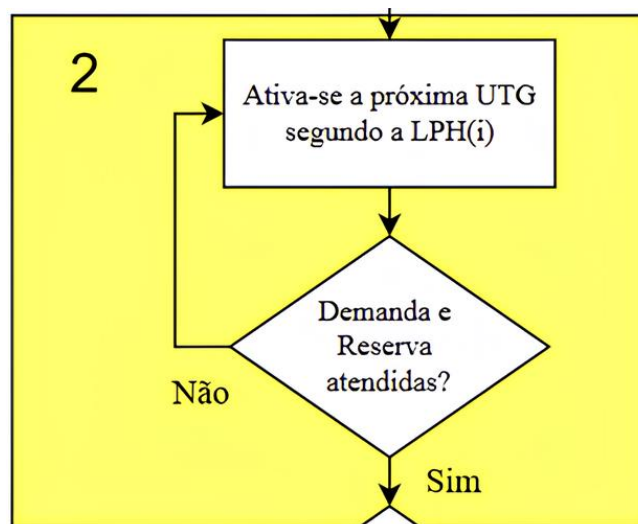
As listas de prioridades híbridas (LPHs) foram formadas pela permutação dos períodos de planejamento de todas os quatro índices abordados. As novas listas foram compostas por prioridades de diferentes períodos e diferentes índices. A permutação permite que haja uma diversificação do espaço de busca, sem que haja perda na qualidade de soluções que o compõem. Um exemplo de permutação entre as ordens de mérito é demonstrado em seções posteriores.

Ao final da etapa de criação das LPHs existirão i_{max} listas híbridas obtidas das permutações horárias dos índices apresentados. Cada LPH foi utilizada pelo algoritmo de LP para definir uma matriz binária chamada de Matriz de Decisões.

4.3.3 Região 2 – Aplicação do algoritmo de LP

Logo após a formação das LPH são criadas i_{max} matrizes de dimensões $H \times NG$ onde todos os campos serão iguais a zero. As matrizes criadas são chamadas de matrizes de decisões de operação e representam as variáveis $U_i(h)$ do planejamento da operação. A região destacada na Figura 13 apresenta a região 2 onde executa-se o algoritmo de LP.

Figura 13 – Recorte da região 2



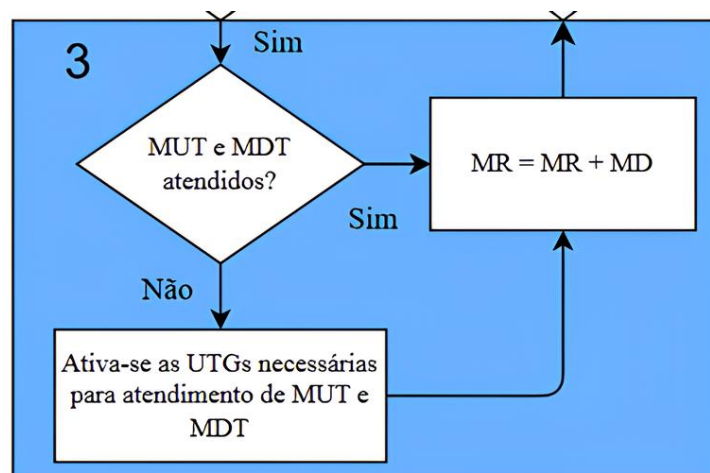
Fonte: Produzida pelo autor.

A aplicação do algoritmo de LP utiliza as LPHs para gerar distintas matrizes MD binárias, onde as células com valores “0” representam uma unidade fora de operação e as células com valores “1” representam unidades em operação. O algoritmo é utilizado para acionar as unidades geradoras, de forma que a restrição de atendimento a demanda e reserva girante (7) sejam cumpridas em todos os períodos H. O algoritmo ativa a UTG mais bem ranqueada segundo a LPH corrente e verifica se a capacidade máxima de geração da unidade ativada é suficiente para atendimento da restrição (7). Caso a restrição não seja atendida o algoritmo ativa a segunda melhor UTG de acordo com a LPH corrente e realiza novamente a verificação de (7). O processo se repete até que a capacidade máxima de geração de todas as unidades em operação seja maior ou igual ao valor da reserva e demanda horária em todos os períodos de planejamento.

4.3.4 Região 3 – Garantia da factibilidade das soluções

Após garantida a capacidade de produção pela LP, é necessário verificar se os tempos mínimos de parada e partida (MUT e MDT) estão sendo respeitados. A factibilidade das matrizes MD é garantida realizando somente a ativação de unidades geradoras desligadas. Optou-se por não desligar nenhuma unidade geradora para que o algoritmo não tivesse necessidade de revisitar a região 2 para nova verificação das restrições (6) e (7). A Figura 14, a seguir, mostra as etapas do fluxograma onde a metodologia desenvolvida garante que as restrições de MUT e MDT sejam atendidas.

Figura 14 – Recorte da região 3



Fonte: Produzida pelo autor.

Nos casos em que MUT é violado, ativa-se as unidades posteriores até que a restrição seja atendida. Já nos casos em que MDT é violado, ativa-se todas as unidades anteriores até que a restrição seja atendida.

4.3.5 Resultados – Fim

Após a garantia da factibilidade a Matriz de Decisões corrente é somada a matriz de relevância MR, inicialmente composta por zeros em todos os campos de suas dimensões $H \times NG$. Ao final de todo o processo iterativo, quando $i = i_{max}$, a Matriz de Relevância será composta por diferentes valores em cada célula de sua matriz, sendo o valor máximo encontrado entre suas operações o valor de i_{max} . A matriz MR irá representar a relevância de cada UTG em cada período H obtida de i_{max} LHPs diferentes.

A MR será então uma matriz que representará o espaço de busca delimitado pela recorrência da ativação ou desativação de todas as UTGs.

A partir da recorrência de operações encontradas na MR serão traçados os indicadores de relevância que atuarão como ponto chave para redução do esforço computacional trazido pela metodologia.

4.4 INDICADORES DE RELEVÂNCIA

A aplicação da metodologia apresentada na seção anterior resulta em uma matriz de relevância MR composta por i_{max} diferentes listas de prioridades híbridas. O valor de cada termo pode ser classificado segundo indicadores de relevância adotados para distinguir as UTGs em unidades de alta relevância (α), baixa relevância (β) e sem relevância (γ) para o planejamento da operação. Os indicadores de relevância podem ser descritos como:

- Indicadores α : São os indicadores que demonstram a alta relevância das unidades geradoras. Os pontos demarcados por α sinalizam que em 100% das MDs que formaram a MR a unidade indicada foi colocada em operação. Estas UTGs possuem grande importância para atendimento das restrições nos períodos acionados;
- Indicadores β : Os indicadores β representam as UTGs que foram ativadas apenas algumas vezes, sendo consideradas de baixa relevância para o

planejamento da operação. O indicador β é definido como sendo aquele em que são representadas uma pequena parte das matrizes de acionamentos dentre um total de i_{max} matrizes;

- Indicadores γ : Unidades que nunca foram colocadas em operação são consideradas sem relevância para o TUC. A falta de relevância se dá principalmente pela posição destas unidades geradoras nos índices de formação.

Ao relacionar os indicadores apresentados com o TUC é possível reduzir o número de variáveis do problema, reduzindo também o espaço de busca de soluções. A redução das variáveis se dá ao decidir parte do UC baseado na MR obtida e nas decisões de operações como apresentado na equação (23) a seguir:

$$U_i(h) = \begin{cases} 1, \forall \text{ unidades } \alpha \\ 0, \forall \text{ unidades } \beta \text{ e } \gamma \end{cases} \quad (23)$$

Ao fixar as decisões de operações segundo os indicadores α , β e γ o problema de otimização passa a contar com valores fixos binários ao invés de variáveis binárias a serem determinadas.

4.5 SISTEMA TUTORIAL DE FORMAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA

Para maior detalhamento da metodologia proposta é apresentado um sistema tutorial. A programação da operação foi realizada em um sistema composto por cinco UTGs em um período de seis horas. Os dados das UTGs e demanda foram omitidos pois o intuito do sistema tutorial é de apenas demonstrar como a MR é obtida e como seus indicadores são interpretados. Partindo-se do pressuposto que as cinco unidades são todas diferentes, foram consideradas três distintas listas de prioridades, advindas de três diferentes índices ilustrativos. As listas são denominadas LP1, LP2 e LP3 e possuem as suas ordens de ranqueamento de acordo com a Figura 15, a seguir.

Figura 15 – Exemplos de listas de prioridade

| | | LP 1 | | | | |
|----|----|------|----|----|----|----|
| | | 1º | 2º | 3º | 4º | 5º |
| P1 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P2 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P3 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P4 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P5 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P6 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |

| | | LP 2 | | | | |
|----|----|------|----|----|----|----|
| | | 1º | 2º | 3º | 4º | 5º |
| P1 | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | |
| P2 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P3 | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | |
| P4 | U1 | U3 | U2 | U4 | U5 | |
| P5 | U1 | U4 | U2 | U3 | U5 | |
| P6 | U1 | U4 | U2 | U3 | U5 | |

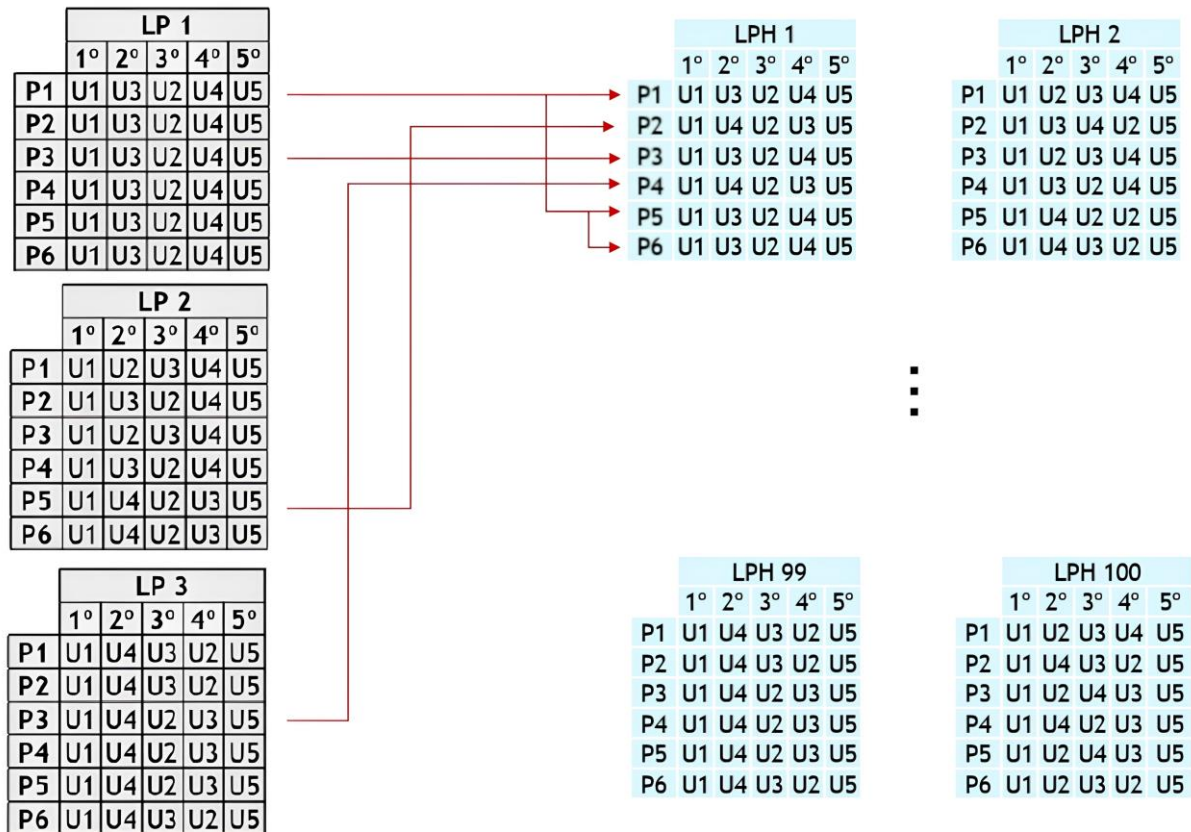
| | | LP 3 | | | | |
|----|----|------|----|----|----|----|
| | | 1º | 2º | 3º | 4º | 5º |
| P1 | U1 | U4 | U3 | U2 | U5 | |
| P2 | U1 | U4 | U3 | U2 | U5 | |
| P3 | U1 | U4 | U2 | U3 | U5 | |
| P4 | U1 | U4 | U2 | U3 | U5 | |
| P5 | U1 | U4 | U2 | U3 | U5 | |
| P6 | U1 | U4 | U3 | U2 | U5 | |

Fonte: Produzida pelo autor.

O ranqueamento das três listas apresentadas na Figura acima, determinam quais unidades entrarão em operação através da aplicação do algoritmo de lista de prioridade. A formação das listas de ranqueamento já possui informações heurísticas suficientes que demonstram a possibilidade de redução do espaço de busca. Dentre as características que podem ser destacadas estão: em todos os índices utilizados a unidade geradora U1 foi considerada a mais importante para entrar em operação; a U5 é a unidade com menor capacidade de operar segundo os índices apresentados em todas as listas. Outra característica que pode ser observada na Figura 15 é que a LP1 possui a mesma sequência de acionamento de unidades para todos os planejamentos, isso ocorre em listas onde os índices não consideram em sua formação a variação da demanda horária. Dessa forma, o planejamento é o mesmo por se basear apenas nas características dos geradores.

Seguindo o fluxograma da Figura 11, antes de iniciar o processo de formação da MR é necessária indicar o valor de i_{max} , responsável por determinar o número de listas híbridas que serão consideradas na formação da matriz de relevância. Para este exemplo adotou-se um valor de i_{max} igual a 100, ou seja, foram formadas 100 listas de prioridades híbridas baseadas em LP1, LP2 e LP3. A Figura 16 apresenta um exemplo da formação de listas de prioridades híbridas.

Figura 16 – Exemplo formação das LPHs



Fonte: Produzida pelo autor.

As LPHs foram formadas pela permutação horária das 3 LPs obtidas dos índices de sensibilidade. Cada LPH é utilizada pelo algoritmo de LP para formar as matrizes de decisões de operações MD. A MD é composta pelas variáveis $U_i(h)$ binárias que indicam o *Unit Commitment* para LPH correspondente. A Figura 17, abaixo, mostra um exemplo de MD(1) que teve suas variáveis $U_i(h)$ definidas pela LPH 1.

Figura 17 – Exemplo de MD

| MD (1) | | | | | |
|--------|----|----|----|----|----|
| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 |
| P1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| P2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| P3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| P4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| P5 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| P6 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A matriz de decisões indica quais unidades geradoras foram ativadas $U_i(h) = 1$, para que reserva e demanda horárias fossem atendidas, bem como as restrições dos tempos mínimos de parada e partida.

A matriz de relevância MR foi formada após a compilação de todas as 100 matrizes de decisões, baseadas em 100 listas de prioridades híbridas. Diferente da matriz de decisões, a matriz de relevância possui em cada célula um valor inteiro que representa o número de vezes que cada unidade geradora foi acionada em cada um dos períodos de planejamento. A Figura 18 é um exemplo de matriz de relevância MR.

Figura 18 – Exemplo de MR

| | MR | | | | |
|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 |
| P1 | 100 | 15 | 8 | 37 | 0 |
| P2 | 100 | 37 | 87 | 24 | 0 |
| P3 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| P4 | 100 | 85 | 73 | 7 | 0 |
| P5 | 100 | 28 | 6 | 54 | 0 |
| P6 | 100 | 32 | 5 | 68 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A matriz de relevância final da Figura 18 possui em suas células a recorrência e relevância das unidades geradoras para todos os períodos de planejamentos e é através desta matriz que o espaço de busca de soluções foi reduzido.

4.5.1 Indicadores de relevância

Os indicadores de relevância α , β e γ são utilizados de forma a reduzir o número de variáveis do problema ao considerar como constante as decisões de operações apresentadas na MR. A redução do espaço de busca pela solução de menor custo ocorre ao fixar as decisões de operações do TUC, reduzindo assim o esforço computacional mantendo soluções de qualidade através dos parâmetros obtidos pelos índices de sensibilidade utilizados. A Figura 18 é rerepresentada com destaque para os indicadores α , β e γ na Figura 19.

Figura 19 – Destaque dos indicadores de relevância na MR

| | MR | | | | |
|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 |
| P1 | 100 | 15 | 8 | 37 | 0 |
| P2 | 100 | 37 | 87 | 24 | 0 |
| P3 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| P4 | 100 | 85 | 73 | 7 | 0 |
| P5 | 100 | 28 | 6 | 54 | 0 |
| P6 | 100 | 32 | 5 | 68 | 0 |

α β γ

Fonte: Produzida pelo autor

Analisando a Figura 19 é possível verificar visualmente que ao considerar os indicadores apresentados existe uma redução de variáveis do problema. As decisões de operações $U_i(h)$ se limitam àquelas onde não há nenhum preenchimento na Figura acima. Dentre os pontos destacados na Figura 19 ressalta-se:

- α – Pontos da matriz de relevância onde estão destacadas as unidades de extrema importância para o planejamento da operação. Nota-se que U1 permanece em operação em todos os períodos planejados, o mesmo ocorre no período P3, onde existe a necessidade de operação de todas as unidades geradoras para que a demanda e reserva sejam atendidas. Estas variáveis serão consideradas $U_i(h) = 1$ de acordo com a equação (23);
- β – Elementos da MR em que as unidades geradoras foram pouco acionadas ao longo das 100 aplicações da metodologia, estas unidades são consideradas pouco relevantes para o planejamento. Utilizou-se o critério de determinar como β os valores de incidência 10% menores que o valor máximo da matriz MR, neste exemplo $i_{max} = 100$, logo $U_i(h) = 0$ para todo valor da matriz menores que 10;
- γ – Designa células da MR onde nenhuma unidade foi acionada ao longo de todo processo iterativo da metodologia. Na Figura 19 acima a U5 é um exemplo de unidade sem relevância nos períodos P1, P2, P4, P5 e P6. Nestes pontos as decisões de operação serão $U_i(h) = 0$.

A consideração dos indicadores pode ser utilizada de maneira individual ou conjunta. Quanto mais indicadores forem considerados, maior é a redução do espaço de busca, reduzindo-se conseqüentemente o esforço computacional. Por outro lado, a redução pode levar a estagnação em pontos de ótimos locais devido à eliminação precoce de pontos específicos da matriz.

A Tabela 6 apresentada a seguir demonstra a redução do número de variáveis do sistema tutorial para cada um dos indicadores e para suas combinações utilizadas nos estudos desta tese. Ainda na Tabela 6 são apresentados o número de combinações de decisões binárias e a redução percentual obtida pelo uso da metodologia.

Tabela 6 – Redução de variáveis e combinações no UC

| Indicadores | Nº de variáveis reduzidas | % de variáveis reduzidas | Nº de combinações | % de combinações reduzidas |
|--|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Sem indicadores | 0 | 0,00% | 1,07E+09 | 0,00% |
| Indicador α | 10 | 33,33% | 1,05E+06 | 99,90% |
| Indicador β | 4 | 13,33% | 6,71E+07 | 93,75% |
| Indicador γ | 5 | 16,67% | 3,36E+07 | 96,88% |
| Indicadores β e γ | 9 | 30,00% | 2,10E+06 | 99,80% |
| Indicadores α, β e γ | 19 | 63,33% | 2,05E+03 | 99,99981% |

Fonte: Produzido pelo autor.

A análise da Tabela 6 deixa claro a contribuição da metodologia ao reduzir o número de variáveis e assim o espaço de soluções do problema de UC. Em todos os pontos nos quais os indicadores de relevância foram considerados houve significativa redução das variáveis. A inserção de constantes nas decisões de operações limita também o número total de combinações binárias referentes aos possíveis UCs. A redução percentual do número de combinações foi maior que 90% em todas as abordagens que consideram a metodologia proposta. A Figura 20 mostra a matriz de decisões de operações onde são considerados os três índices de acordo com a equação (23).

Figura 20 – MD com decisões tomadas e a serem decididas

| | MD | | | | |
|----|----|----|----|----|----|
| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 |
| P1 | 1 | ? | 0 | ? | 0 |
| P2 | 1 | ? | ? | ? | 0 |
| P3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| P4 | 1 | ? | ? | 0 | 0 |
| P5 | 1 | ? | 0 | ? | 0 |
| P6 | 1 | ? | 0 | ? | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Na matriz da Figura 20 acima é possível notar que das 30 variáveis de decisões iniciais, apenas 11 permanecem após a aplicação da metodologia. A matriz acima pode ser utilizada agora como solução inicial para metodologias que necessitem de um ponto inicial, ou até mesmo combinadas com otimizadores comerciais, visto que o esforço computacional agora viabiliza a solução por métodos como Branch and Bound e até mesmo a enumeração exaustiva.

4.6 CONCLUSÕES

No presente capítulo apresentou-se a metodologia de redução do espaço de busca através da matriz de relevância proposta neste trabalho. Ao final do capítulo demonstrou-se com um estudo de caso tutorial a aplicação da metodologia em um sistema fictício composto por cinco unidades geradoras em um período de seis horas de planejamento. A consideração dos indicadores de relevância aplicados à matriz demonstrou a capacidade de redução do espaço de busca.

5 APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA AO PLANEJAMENTO DIÁRIO DA OPERAÇÃO

De maneira a demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta foram realizadas simulações nas quais a matriz de relevância desenvolvida foi utilizada como mecanismo para limitação do espaço de busca do problema de *Thermal Unit Commitment*. A MR foi utilizada em conjunto com o otimizador comercial MOSEK com objetivo de alcançar um planejamento diário da operação de forma otimizada e eficiente do ponto de vista computacional. A seguir são expostos os parâmetros e considerações utilizados nas simulações realizadas.

5.1 PARÂMETROS E CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A metodologia proposta tem como uma de suas vantagens a simplicidade de implementação, diferentemente de outras técnicas de otimização que possuem diversos parâmetros para ajustes. Para obter-se a matriz de relevância é necessário apenas determinar o número de listas de prioridades híbridas que irão compor a matriz final. Dessa forma, o único parâmetro a ser determinado é o valor de i_{max} . Valores muito pequenos de i_{max} fazem com que haja poucas permutações das ordens de mérito horárias. Valores muito altos de i_{max} implicam em aumento do esforço computacional na formação da MR. É importante especificar que a partir de um determinado valor de i_{max} existe uma tendência de coincidência nas matrizes de decisões obtidas. Essa repetibilidade ocorre porque todos os índices utilizados partem do ordenamento baseado no rendimento das unidades termoeletricas e nos seus respectivos custos.

Em todas as simulações propostas neste capítulo foi utilizado um $i_{max} = 1000$. Dessa forma, foram formadas 1000 listas de prioridades para obtenção de 1000 diferentes *Unit Commitments*. Vale ressaltar que a determinação dos indicadores de relevância considera três parâmetros: dois de totalidade (α e γ) e um parâmetro percentual (β). O indicador β é utilizado como sendo 10% de i_{max} , ou seja, matrizes de relevância que apresentam em alguma de suas células o valor menor ou igual a 100 são consideradas pouco relevantes para o planejamento diário da operação.

5.1.1 *GAP* de Otimalidade

O software comercial MOSEK, escolhido para solução do planejamento diário da operação de sistemas termoeletrônicos, tem como técnica de solução de problemas inteiros mistos a técnica de Branch-and-Bound. Para verificar o tamanho dos problemas e a redução causada pela aplicação da MR, um dos parâmetros de análise foi o número de ramos investigados pelo otimizador (MOSEK, 2023).

Em alguns dos sistemas abordados, principalmente nos de larga escala, foi necessário a adoção de um *GAP* de otimalidade. O *GAP* de otimalidade é definido como a diferença percentual entre a solução relaxada de menor custo encontrada pelo otimizador, e o menor custo inteiro onde as restrições foram atendidas em sua totalidade (MOSEK, 2023). A adoção do *GAP* é indispensável em problemas de explosão combinatória devido ao grande número de variáveis, como ocorre no problema de TUC.

Para demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta foram utilizados quatro valores distintos de *GAP*: 0,05%, 0,25%, 0,5% além do *GAP* de 0% que representa, neste contexto, a melhor solução para os parâmetros fornecidos pelos indicadores de relevância. Quanto maior o valor do *GAP* de otimalidade maior será a tolerância entre a solução inteira e a solução relaxada.

5.1.2 Sistemas de estudo

Para entender melhor o comportamento da utilização da MR aplicada ao TUC, foram propostos quatro diferentes sistemas de estudos, a saber:

- **Sistema A:** Compostos por até 100 unidades geradoras baseados no proposto por Kazarlis *et al.* (1996), em um período de planejamento de 24 horas. O sistema A não considera em sua formulação de planejamento diário da operação as restrições de rampa de geração e rede. Os dados relativos às unidades geradoras e demanda horária podem ser encontrados no Anexo A. Os dados mostrados são referentes a um sistema composto por 10 UTGs. As informações para os sistemas de 20, 40, 60, 80 e 100 UTGs foram obtidas ao se multiplicar os dados do caso base por 2, 4, 6, 8 e 10. O mesmo ocorre

para demanda horária, na qual os valores foram elevados à medida que o sistema aumentou;

- **Sistema B:** O sistema B possui como base o sistema A, com o acréscimo das restrições representada pelas equações 14 e 15, responsáveis por modelar a rampa de geração. O sistema B possui maior grau de dificuldade à medida que o acréscimo das restrições de rampa aumentam o acoplamento horário do problema. Os dados das unidades geradoras e da demanda horária foram os mesmos utilizados no Sistema A. A rampa de geração foi determinada como sendo 20% da capacidade máxima de geração de cada unidade geradora (Simopoulos *et al.*, 2006). Os valores de $UR_{i,k}$ e $DR_{i,k}$ podem ser encontrados no Anexo A;
- **Sistema C:** Sistema composto por 10 unidades geradoras termoelétricas e fontes de energia renováveis eólica e solar. O Sistema C possui os dados de geradores como os do sistema A, além de dois geradores eólicas e um gerador solar. Os dados referentes a potência gerada pelas fontes renováveis são os mesmos fornecidos por Abujarad *et al.* (2016) e encontram-se dispostos no Anexo A;
- **Sistema D:** Sistema baseado no IEEE-30 barras modificado para 9 geradores com consideração da rede de transmissão. Para o Sistema D a rede foi abordada no modelo DC, para o qual estudos do sistema brasileiro mostram que a aproximação apresenta resultados com erros relativamente baixos, entre 2 e 5% para sistemas carregados (Parker *et al.*, 1980). Neste sistema também foram analisadas as influências do limite de transmissão do fluxo de potência. Para o fluxo DC considerou-se o fluxo entre as barras k e m dado pelas equações 24 e 25.

$$f_{km}^{min} \leq f_{km}(t) \leq f_{km}^{max} \quad (24)$$

$$f_{km}(t) = \gamma_{km} \cdot \theta_{km} \quad (25)$$

Onde:

f_{km}^{max} Limite superior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras k-m;

| | |
|----------------|--|
| f_{km}^{min} | Limite inferior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras k-m; |
| f_{km} | Fluxo de potência ativa (MW) entre as barras k-m; |
| θ_{km} | Diferença angular entre as barras k-m; |
| γ_{km} | Susceptância da linha de transmissão localizada entre as barras k-m. |

5.1.3 Indicadores de Relevância

De maneira a analisar as relevâncias associadas aos estados de operação encontrados na MR, foi proposta uma divisão dos indicadores de relevância em cinco distintos arranjos, nomeados aqui de IRs.

- **IR0** – O Índice de relevância 0 tem este nome por não utilizar informações advindas da MR. Nestas simulações o otimizador MOSEK trata todas as decisões de operações como variáveis. Na abordagem de IR0 estão as mais complexas simulações por possuir o máximo de variáveis de cada sistema abordado. No IR0 é alta a possibilidade de encontrar os melhores custos de operação, podendo inclusive encontrar-se os valores ótimos globais. Porém, são nestes indicadores que ocorrem os maiores esforços computacionais;
- **IR1** – Em IR1 são levadas em consideração as decisões de operações nas quais a matriz MR apresenta o valor igual a i_{max} . Nestas decisões as variáveis do UC são substituídas por uma constante que define a operação das unidades de extrema relevância para o planejamento diário da operação. O IR1 é determinado ao considerar o índice α através da equação dada por 23;
- **IR2** – De maneira oposta a IR1, em IR2 são consideradas constantes iguais a 0, ou seja, toda decisão de operação que tem representação nula na MR. Determinada por γ , as unidades sem relevância são retiradas do espaço de busca ao serem determinadas pela equação 23;
- **IR3** – Em IR3 são consideradas decisões de desativar as unidades geradoras nos campos onde a MR apresentar valores menores ou

iguais a 10% do valor de i_{max} . Representadas por β nas decisões de operações da equação 23, as UTEs pouco relevantes são aquelas que em uma pequena parcela da formação da MR tiveram seus acionamentos determinados;

- **IR4** – Uma combinação entre os índices IR1 e IR3, o IR4 é responsável pela maior redução do espaço de busca e maior ganho da metodologia, com relação ao esforço computacional. Como principal desvantagem, o IR4 pode reduzir tanto o espaço de busca, que o algoritmo de Branch-and-Bound pode guiar a soluções de ótimos locais.

5.2 SISTEMA A

O sistema aqui denominado como “A” faz referência ao planejamento diário da operação de sistemas termoeletrônicos que compreendem até 100 unidades geradoras em um período de 24 horas. Sistemas como os apresentados nesta seção já são considerados de larga escala, devido à sua grande explosão combinatória de decisões de operações. A Tabela 7 mostra o número de combinações possíveis em cada um dos subsistemas apresentas nesta subseção.

Tabela 7 – Explosão combinatória de decisões de operações para o sistema A

| Subsistemas | Nº de Unidades Geradoras (NG) | Nº de períodos planejados (H) | Nº de variáveis binárias de decisão | Número de combinações NC = $2^{(H \times NG)}$ |
|-------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|--|
| A10 | 10 | 24 | 240 | 1,77E+72 |
| A20 | 20 | 24 | 480 | 3,12E+144 |
| A40 | 40 | 24 | 960 | 9,75E+288 |
| A60 | 60 | 24 | 1440 | 3,04E+433 |
| A80 | 80 | 24 | 1920 | 9,50E+577 |
| A100 | 100 | 24 | 2400 | 2,96E+722 |

Fonte: Produzida pelo autor.

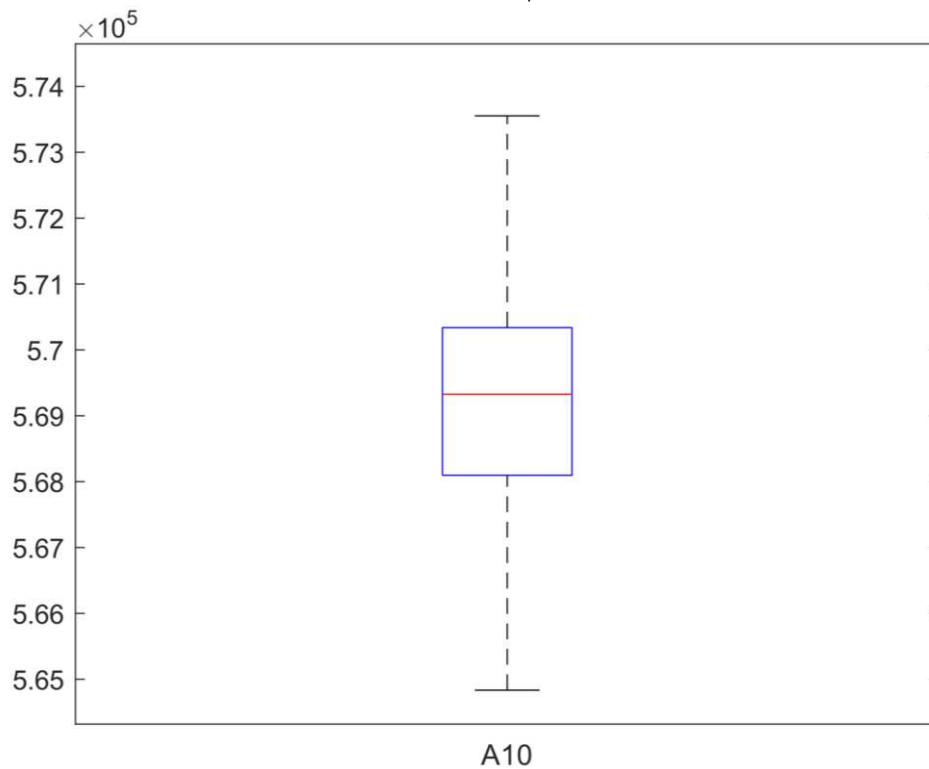
O elevado número de combinações demonstra a dificuldade de utilizar a enumeração exaustiva como forma de solução do TUC. Outros pontos que devem ser destacados são que: apenas uma pequena parcela dessas combinações irá atender as restrições do problema; algumas decisões tomadas em determinados

períodos irão fixar as decisões de períodos futuros. Ao se observar o número de variáveis binárias em cada um dos subsistemas apresentados na Tabela 7 torna-se evidente a dificuldade relativa ao problema do TUC. Para reduzir o esforço computacional necessário para solução do problema é preciso utilizar de métodos computacionais e algoritmos específicos que considerem heurísticas construtivas e é neste ponto que a metodologia desenvolvida neste trabalho se destaca. A seguir é apresentada a otimização do espaço de busca através da redução do número de variáveis utilizando índices apresentados nas matrizes de relevância.

5.2.1 Subsistema A10

Composto por dez unidades geradoras em um período de vinte quatro horas o subsistema A10 é um dos mais abordados na literatura na solução do TUC. Utilizando os índices de sensibilidade apresentados no capítulo 4, foi gerada para o subsistema A10 uma matriz de relevância a partir de 1000 listas de prioridades híbridas. A MR foi obtida pela aplicação do algoritmo de lista de prioridade como demonstrado no fluxograma da Figura 11. Apesar de não ser o objetivo desta metodologia, foram gerados durante a formação da MR 1000 planejamentos diários da operação, obtidos da aplicação das listas de prioridades. Neste ponto, demonstra-se através do gráfico boxplot da Figura 21, a seguir, que a aplicação da metodologia é capaz de proporcionar bons resultados para o planejamento diário da operação para o subsistema abordado.

Figura 21 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A10 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar-se a Figura 21 é possível conhecer o custo final obtido para o planejamento diário da operação através de 1000 listas de prioridades híbridas. Apenas observando a imagem é difícil mensurar o ganho da aplicação da metodologia proposta na criação das listas de prioridade híbridas. Neste sentido, apresenta-se abaixo a Tabela 8, que mostra o resultado da aplicação do algoritmo de lista de prioridade aos quatro índices apresentados no capítulo 4, de formas individuais, e os resultados das LPHs obtidos pela utilização da permutação entre os índices propostos neste trabalho, que foram apresentados na Figura 21.

Tabela 8 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A10.

| Método utilizado | Custo total |
|-------------------------|-----------------------|
| CMGPC | \$ 570.963,00 |
| CMP | \$ 570.823,00 |
| CMU | \$ 570.963,00 |
| SL | \$ 570.613,50 |
| LPHs | Máximo \$ 575.131,20 |
| | Mediana \$ 569.327,00 |
| | Mínimo \$ 564.834,50 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A Tabela 8 mostra que a permutação entre os índices CMGPC, CMP, CMU e SL apresentou resultados melhores do suas utilizações de forma individual. Dentre os mil planejamentos obtidos, aquele que demonstrou melhor resultado apresentou um custo mínimo de \$564.834,5.

O valor do menor custo representou uma redução de 1,01% em comparação com aplicação da ordem de mérito proveniente apenas da sensibilidade de Lagrange. A redução, apesar de parecer ínfima, é de extrema importância para demonstrar que a utilização da permutação das ordens de mérito é capaz de alcançar valores melhores que os utilizar de forma singular.

O valor do custo de operação foi apresentado apenas de forma comparativa. A metodologia aqui apresentada possui como principal enfoque a redução do espaço de busca através da consideração dos indicadores de relevância. Para tal é apresentado na Figura 22, a seguir, a matriz de relevância obtida ao final do processo de designação das decisões de operações pelas 1000 LPHs.

Figura 22 – Matriz de Relevância para o caso A10

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P1 | 1000 | 1000 | 36 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 68 | 68 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 92 | 392 | 437 | 171 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 409 | 641 | 776 | 344 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 652 | 904 | 911 | 513 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 1000 | 940 | 995 | 999 | 565 | 72 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 1000 | 989 | 1000 | 1000 | 655 | 143 | 0 | 0 | 41 |
| P8 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 1000 | 729 | 259 | 0 | 41 | 41 |
| P9 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 92 | 91 | 51 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 93 | 93 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 73 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 85 | 85 |
| P14 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 83 | 82 | 46 |
| P15 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 593 | 198 | 0 | 40 | 40 |
| P16 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 476 | 78 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 356 | 13 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 472 | 79 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 589 | 188 | 0 | 37 | 37 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 79 | 79 |
| P21 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 91 | 90 | 44 |
| P22 | 1000 | 1000 | 816 | 966 | 976 | 595 | 819 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 1000 | 69 | 438 | 396 | 166 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 37 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A MR da Figura 22 apresenta alguns pontos de destaque que devem ser mencionados quanto a seus valores. Em primeiro lugar, ressalta-se que o valor apresentado em cada célula representa o número de vezes que a unidade geradora correspondente foi colocada em operação em cada período planejado. Dessa forma, é possível perceber, por exemplo, a grande relevância das unidades geradoras U1 e U2, que em todo o planejamento permaneceram ativadas. De maneira análoga, destaca-se que, para cumprimento das restrições de atendimento à reserva e demanda, foi necessário que todas as unidades geradoras estivessem ativadas no período correspondente a P12. Foram justamente essas características destacadas para redução do espaço de busca através dos indicadores α , β e γ .

Para dar dimensão da redução do espaço busca obtido através da consideração dos indicadores, apresenta-se na Figura abaixo a mesma MR do subsistema A10 com destaque para os indicadores α , β e γ .

Figura 23 – MR de A10 com destaque dos indicadores de relevância

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P1 | 1000 | 1000 | 36 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 68 | 68 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 92 | 392 | 437 | 171 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 409 | 641 | 776 | 344 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 652 | 904 | 911 | 513 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 1000 | 940 | 995 | 999 | 565 | 72 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 1000 | 989 | 1000 | 1000 | 655 | 143 | 0 | 0 | 41 |
| P8 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 1000 | 729 | 259 | 0 | 41 | 41 |
| P9 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 92 | 91 | 51 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 93 | 93 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 73 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 85 | 85 |
| P14 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 83 | 82 | 46 |
| P15 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 593 | 198 | 0 | 40 | 40 |
| P16 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 476 | 78 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 356 | 13 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 472 | 79 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 589 | 188 | 0 | 37 | 37 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 79 | 79 |
| P21 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 91 | 90 | 44 |
| P22 | 1000 | 1000 | 816 | 966 | 976 | 595 | 819 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 1000 | 69 | 438 | 396 | 166 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 37 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

α
 β
 γ

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar a Figura 23 é possível perceber que, considerando os indicadores de relevância α , β e γ , apenas uma parcela das variáveis deverá ser definida no problema de TUC. Visualmente é nítida a redução do número de variáveis (células não destacadas). O número de variáveis reduzidas através da aplicação da equação 23 é apresentado na Tabela 9 abaixo, que mostra também a redução percentual do número de variáveis do problema e a redução do número de combinações de decisões de operações em cada um dos IR apresentados.

Tabela 9 – Redução do espaço de busca para o caso A10

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------------|
| IR0 | 240 | 0 | 0% | 1,77E+72 |
| IR1 | 136 | 104 | 43% | 8,71E+40 |
| IR2 | 186 | 54 | 23% | 9,81E+55 |
| IR3 | 151 | 89 | 37% | 2,85E+45 |
| IR4 | 47 | 193 | 80% | 1,41E+14 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao considerar os indicadores de relevância a MR é capaz de reduzir até 80% do número de variáveis do problema, essa redução é o ponto chave para diminuição do esforço computacional de qualquer problema de otimização. Para verificar se a redução do espaço de busca apresentado na Tabela 9 foi realizada de maneira eficiente, foi proposto neste trabalho a utilização do otimizador comercial MOSEK em um algoritmo híbrido denominado MOSEK+MR.

O otimizador MOSEK utilizou a redução do espaço de soluções viáveis, obtido através da metodologia proposta, para definir as variáveis que não foram decididas pelos indicadores de relevância. Coube ao otimizador determinar também o despacho econômico de cada unidade em operação. O custo total obtido (C), em cada uma das considerações dos indicadores, é apresentado na Tabela 10 abaixo, que mostra o número de ramos (NR) investigados pelo algoritmo de Branch-and-Bound, e o tempo computacional gasto para encontrar os custos de operação otimizados com *GAP* de 0% tolerância.

Tabela 10 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A10

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação(s) |
|------------|------------------|---------------|-----------|------------------------------|
| 0% | IR0 | 563.937,68 | 5843 | 72.45 |
| | IR1 | 563.937,68 | 36 | 0.58 |
| | IR2 | 563.937,68 | 1277 | 11.80 |
| | IR3 | 563.937,68 | 944 | 6.49 |
| | IR4 | 563.937,68 | 23 | 0.58 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar os dados apresentados na Tabela 10 evidencia-se o ganho da metodologia quanto à redução do esforço computacional. Em todas as simulações realizadas, o MOSEK foi capaz de encontrar o valor ótimo global. Já ao se beneficiar

das informações da MR, o otimizador foi capaz de reduzir drasticamente o seu tempo de solução, que em IR4 foi de apenas 0,58 segundos.

O planejamento diário otimizado obtido para o sistema A10 possui uma matriz de despacho como a ilustrada na Figura 24 abaixo, obtida através da consideração dos indicadores de relevância IRs.

Figura 24 – Despacho obtido por MOSEK+MR para A10 (MW)

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| P1 | 455 | 245 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 455 | 295 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 455 | 370 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 455 | 455 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 455 | 390 | 0 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 455 | 360 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 455 | 410 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P11 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 73 | 25 | 10 | 10 | 0 |
| P12 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 80 | 25 | 43 | 10 | 10 |
| P13 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P14 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 455 | 310 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 455 | 260 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 455 | 360 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P21 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 455 | 455 | 0 | 0 | 145 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 455 | 425 | 0 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 455 | 345 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

De maneira a verificar a eficiência da redução do espaço de busca, foram dispostas para comparação a MR, com destaque dos indicadores, e a matriz de melhor despacho, com destaque para os períodos e unidades despachadas, na Figura 25.

Figura 25 – Comparativo entre matriz de despacho e MR para A10

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|-----|
| P1 | 455 | 245 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 455 | 295 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 455 | 370 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 455 | 455 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 455 | 390 | 0 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 455 | 360 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 455 | 410 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P11 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 73 | 25 | 10 | 10 | 0 |
| P12 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 80 | 25 | 43 | 10 | 10 |
| P13 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P14 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 455 | 310 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 455 | 260 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 455 | 360 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 455 | 455 | 130 | 130 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 33 | 25 | 10 | 0 | 0 |
| P21 | 455 | 455 | 130 | 130 | 85 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 455 | 455 | 0 | 0 | 145 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 455 | 425 | 0 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 455 | 345 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P1 | 1000 | 1000 | 36 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 68 | 68 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 92 | 392 | 437 | 171 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 409 | 641 | 776 | 344 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 652 | 904 | 911 | 513 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 1000 | 940 | 995 | 999 | 565 | 72 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 1000 | 989 | 1000 | 1000 | 655 | 143 | 0 | 0 | 41 |
| P8 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 1000 | 729 | 259 | 0 | 41 | 41 |
| P9 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 92 | 91 | 51 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 93 | 93 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 73 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 85 | 85 |
| P14 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 83 | 82 | 46 |
| P15 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 593 | 198 | 0 | 40 | 40 |
| P16 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 476 | 78 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 356 | 13 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 472 | 79 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 589 | 188 | 0 | 37 | 37 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 79 | 79 |
| P21 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 1000 | 999 | 91 | 90 | 44 |
| P22 | 1000 | 1000 | 816 | 966 | 976 | 595 | 819 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 1000 | 69 | 438 | 396 | 166 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 37 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

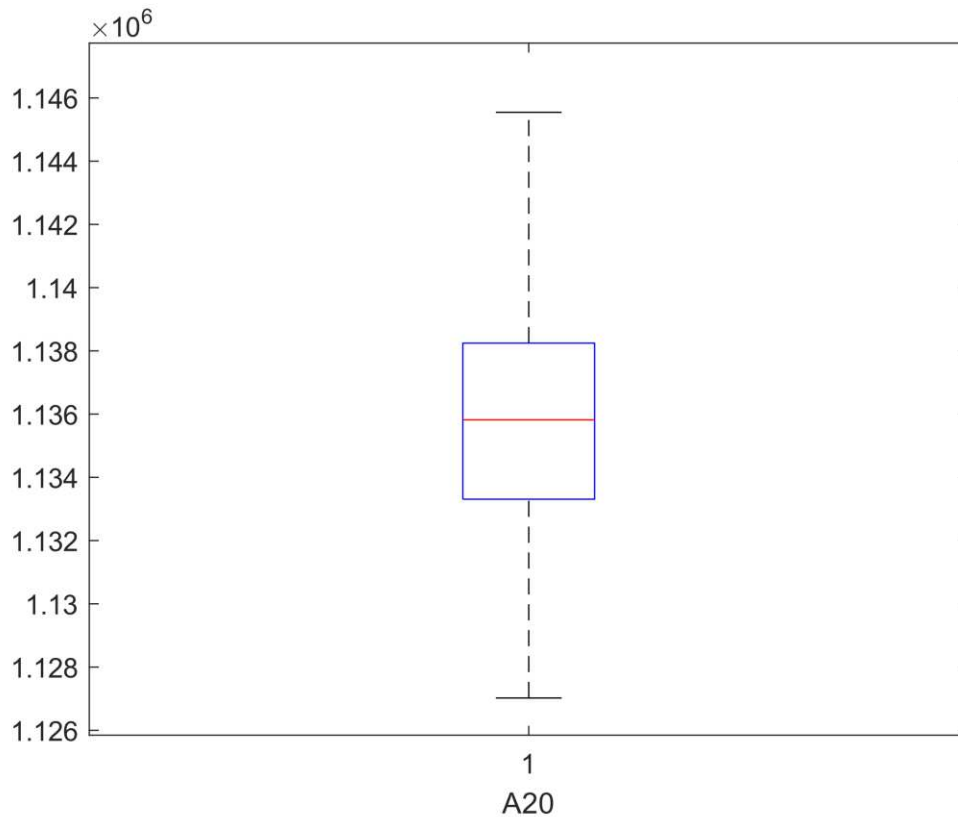
Ao observar as duas matrizes apresentadas pela Figura 25 é possível perceber que a redução do espaço de busca, obtido através da MR, foi realizada de forma eficiente. A redução do espaço e consequentemente do esforço computacional foram creditados aos indicadores, tanto na determinação das unidades com alto índice de relevância, quanto nas de baixo índice de relevância para o subsistema A10.

5.2.2 Subsistema A20

O subsistema A20 é uma duplicação do subsistema anterior. Neste subsistema o planejamento diário é realizado para vinte unidades geradoras (UG). A duplicação das unidades é feita de forma que as informações dos geradores UG1 e UG2 do subsistema A20 tenham as mesmas informações da UG1 do subsistema A10, UG3 e UG4 de A20 tem informações de geração iguais a UG2 do subsistema A10, e assim por diante. A demanda horária do subsistema A20 é o dobro da encontrada em A10.

Ao submeter o subsistema A20 ao algoritmo de lista de prioridade para formação da matriz de relevância foram obtidas 1000 matrizes de decisões que se somaram para a formação da MR. Ao calcular o custo total para o planejamento de A20, para cada uma das LPHs, foi possível obter um gráfico do tipo boxplot, apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A20 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

Nota-se que, em comparação com o subsistema A10, o custo apresentado na Figura 26 é praticamente o dobro. O aumento era previsto, já que a demanda horária é dobrada para A20. Os custos encontrados pelas listas de prioridade híbridas na formação da MR e aqueles obtidos através dos índices de sensibilidade de forma individual podem ser observados na Tabela 11, a seguir.

Tabela 11 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A20.

| Método utilizado | Custo total |
|------------------|------------------------|
| CMGPC | \$1.128.871,00 |
| CMP | \$1.142.299,00 |
| CMU | \$1.128.871,00 |
| SL | \$ 1.125.813,00 |
| LPHs | Máximo \$ 1.145.545,0 |
| | Mediana \$ 1.135.820,0 |
| | Mínimo \$ 1.127.022,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A partir da análise é possível notar que a utilização do índice de sensibilidade baseado em SL possibilitou um menor custo de planejamento, se comparado às listas de prioridade híbridas. O menor custo encontrado nas LPHs foi inferior ao encontrado em CMGPC, CMP e CMU.

A MR obtida na aplicação da metodologia pode ser observada na Figura 27 abaixo, que traz em destaque os pontos nos quais existe a ocorrência dos indicadores de relevância.

Figura 27 – Matriz de Relevância para o caso A20.

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 | U11 | U12 | U13 | U14 | U15 | U16 | U17 | U18 | U19 | U20 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P1 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 34 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 70 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 116 | 116 | 540 | 116 | 421 | 0 | 45 | 0 | 0 | 0 | 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 474 | 142 | 770 | 514 | 771 | 492 | 84 | 39 | 0 | 0 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 704 | 175 | 959 | 748 | 897 | 746 | 260 | 68 | 0 | 0 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 |
| P6 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 944 | 555 | 999 | 952 | 996 | 884 | 397 | 257 | 85 | 85 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| P7 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 993 | 772 | 1000 | 999 | 1000 | 999 | 511 | 394 | 135 | 135 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| P8 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 957 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 623 | 530 | 256 | 217 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| P9 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 997 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 987 | 903 | 971 | 467 | 109 | 72 | 72 | 35 | 35 | 35 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 982 | 1000 | 1000 | 125 | 125 | 125 | 80 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 117 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 991 | 1000 | 982 | 1000 | 1000 | 113 | 113 | 113 | 88 |
| P14 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 969 | 838 | 966 | 380 | 122 | 80 | 80 | 47 | 47 | 47 |
| P15 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 990 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 437 | 339 | 158 | 71 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 |
| P16 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 988 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 339 | 235 | 67 | 1 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| P17 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 988 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 250 | 129 | 9 | 1 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 |
| P18 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 988 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 358 | 259 | 81 | 76 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| P19 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 990 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 473 | 392 | 200 | 165 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 981 | 980 | 978 | 977 | 1000 | 1000 | 95 | 95 | 95 | 67 |
| P21 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 992 | 953 | 1000 | 1000 | 1000 | 978 | 989 | 935 | 1000 | 934 | 126 | 83 | 83 | 41 | 41 | 41 |
| P22 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 835 | 483 | 964 | 913 | 979 | 524 | 603 | 662 | 806 | 827 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| P23 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 74 | 84 | 496 | 496 | 439 | 0 | 59 | 54 | 22 | 11 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 1000 | 963 | 39 | 47 | 37 | 37 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao observar a MR apresentada na Figura 27 é possível notar que o número de variáveis que podem ser reduzidas através dos indicadores é superior à metade das 480 totais. A Tabela 12, a seguir, mostra a redução das variáveis para a consideração dos IR abordados nas simulações.

Tabela 12 – Redução do espaço de busca do caso A20

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| IR0 | 480 | 0 | 0% | 3,12E+144 |
| IR1 | 287 | 193 | 40% | 2,49E+86 |
| IR2 | 428 | 52 | 11% | 6,93E+128 |
| IR3 | 305 | 175 | 36% | 6,52E+91 |
| IR4 | 112 | 368 | 77% | 5,19E+33 |

Fonte: Produzida pelo autor.

De forma análoga ao ocorrido no subsistema A10, a redução do espaço de busca no subsistema A20 é de quase 80%. Em todos os IR em que a metodologia foi utilizada houve uma expressiva redução do número de variáveis do problema.

No subsistema A20 é possível perceber que a explosão combinatória do número de variáveis do problema completa (IR0) inviabiliza a solução por determinadas técnicas de otimização. Logo, para as soluções via MOSEK+MR foi necessário adotar uma tolerância no *GAP* de otimalidade em um intervalo de 0 a 0,5%. A utilização do otimizador MOSEK para os cinco IR resultaram nos custos de planejamento apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A20.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 1.123.783 | 34703 | 807,9 |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 1.124.274 | 19211 | 172,5 |
| | IR4 | 1.124.274 | 2649 | 14,5 |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 1.123.783 | 30614 | 776,3 |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 1.124.274 | 10651 | 64,5 |
| | IR4 | 1.124.274 | 2224 | 12,9 |
| 0,25% | IR0 | 1.123.464 | 23389 | 755,4 |
| | IR1 | 1.124.553 | 1095 | 24 |
| | IR2 | 1.123.893 | 28230 | 735,3 |
| | IR3 | 1.124.527 | 98 | 1,5 |
| | IR4 | 1.125.074 | 0 | 0,4 |
| 0,5% | IR0 | 1.125.770 | 466 | 16,1 |
| | IR1 | 1.126.842 | 192 | 6,52 |
| | IR2 | 1.125.265 | 192 | 7,1 |
| | IR3 | 1.127.305 | 0 | 0,4 |
| | IR4 | 1.127.290 | 0 | 0,2 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Antes de analisar os resultados da Tabela 13, é necessário elucidar que os pontos indicados por SR* referem-se a simulações nas quais o otimizador levou mais de três horas para obter uma resposta, o que foi considerado inviável para um planejamento de 24 horas.

As informações fornecidas na Tabela 13 evidenciam a aplicabilidade da metodologia apresentada nesta tese. Ao analisar-se os indicadores IR0 e IR2, dos GAP 0% e 0,05%, fica visível a incapacidade de solução do otimizador em um tempo aceitável. O elevado número de possíveis combinações e o grande volume de ramos a serem percorridos inviabilizam a utilização até mesmo de uma ferramenta computacional comercial dedicada à solução de problemas de otimização.

Observando IR1, IR3 e IR4 para um GAP de 0% é possível perceber que uma solução viável foi encontrada com reduzido custo de planejamento graças à redução de variáveis pela MR. A simulação na qual encontrou-se o menor custo de planejamento foi a indicada por IR1, sendo possível alcançar um custo de planejamento de \$1.123.783 em um tempo de 807,9 segundos.

Ao considerar a máxima redução do espaço de busca (IR4) percebe-se o encontro de um ótimo local causado pela redução de muitas variáveis. No entanto, deve ser levado em consideração o ganho na redução do esforço computacional ao comparar os tempos de IR1 e IR4, que representam uma redução de mais de 98%. Já o aumento do custo, quando comparado, é de aproximadamente 0,05%, demonstrando, assim, que a máxima redução do espaço de busca não descredita a metodologia.

O aumento do *GAP* apresentado na Tabela 13 faz com que as simulações ocorram de forma mais rápida, porém, os custos de planejamento são elevados. Tal característica está relacionada justamente à tolerância entre a melhor solução inteira e a melhor solução relaxada percorrida pelo algoritmo de Branch-and-Bound. Esse aumento do *GAP* permitiu ao MOSEK+MR encontrar uma solução para o TUC em 0,2 segundos, entretanto, o custo relacionado ao planejamento diário foi superior ao encontrado ao utilizar o índice de sensibilidade SL apresentado na Tabela 11.

A matriz da Figura 28 mostra o despacho otimizado para o subsistema A20, cujo custo de planejamento foi o apresentado pelo IR1 com *GAP* de 0%.

Figura 28 – Matriz de melhor despacho para o sistema A20 (MW)

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 | U11 | U12 | U13 | U14 | U15 | U16 | U17 | U18 | U19 | U20 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| P1 | 455 | 455 | 245 | 245 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 455 | 455 | 295 | 295 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 455 | 455 | 383 | 383 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 455 | 455 | 455 | 455 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 455 | 455 | 455 | 455 | 0 | 0 | 130 | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 455 | 455 | 425 | 425 | 0 | 130 | 130 | 130 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 455 | 455 | 455 | 455 | 0 | 130 | 130 | 130 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 97,5 | 97,5 | 20 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 162 | 162 | 33 | 33 | 25 | 25 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P11 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 162 | 162 | 73 | 73 | 25 | 25 | 10 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 |
| P12 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 162 | 162 | 80 | 80 | 25 | 25 | 43 | 43 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| P13 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 162 | 162 | 33 | 33 | 25 | 25 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P14 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 97,5 | 97,5 | 20 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 455 | 455 | 310 | 310 | 130 | 130 | 130 | 130 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 455 | 455 | 260 | 260 | 130 | 130 | 130 | 130 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 455 | 455 | 360 | 360 | 130 | 130 | 130 | 130 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 162 | 162 | 35,5 | 35,5 | 25 | 0 | 10 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 |
| P21 | 455 | 455 | 455 | 455 | 130 | 130 | 130 | 130 | 97,5 | 97,5 | 20 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 455 | 455 | 455 | 455 | 0 | 0 | 130 | 130 | 55 | 0 | 20 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 455 | 455 | 433 | 433 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 455 | 455 | 345 | 345 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao comparar a matriz de despacho da Figura 28 com a MR do subsistema A20 (Figura 27), é possível verificar a qualidade da redução do espaço de busca, que foi idêntica para os indicadores α .

O aumento da complexidade do sistema pelo acréscimo de dez unidades geradoras mostrou que o TUC se tornou de difícil solução até mesmo para otimizadores comerciais.

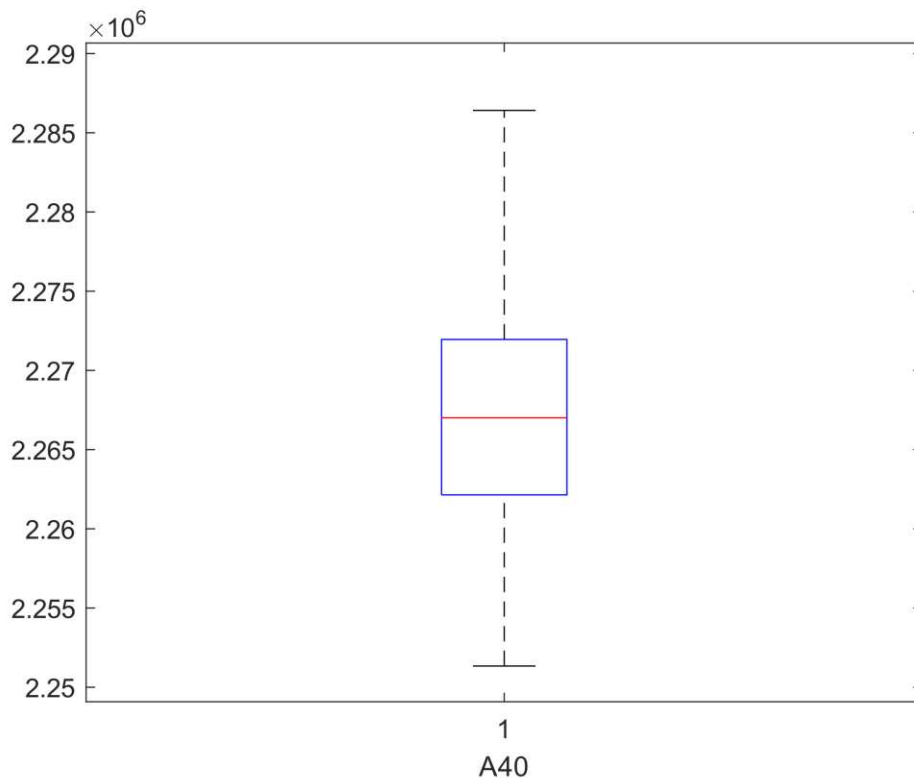
Nas simulações consequentes são apresentados os resultados das simulações realizadas para sistemas considerados de larga escala.

5.2.3 Subsistema A40

Para o subsistema composto por 40 unidades geradoras têm-se os dados de geração de cada unidade geradora do caso base A10 repetidos quatro vezes. Dessa

forma, pode-se dizer que em A40 haverá 4 vezes mais variáveis a serem solucionadas no TUC. Os dados de demanda e reserva horária do sistema são também quatro vezes maiores do que a demanda informada em A10. Na Figura 29 é possível notar que a dispersão dos custos de planejamento obtidos através de 1000 LPHs é de praticamente o dobro dos valores encontrados em A20.

Figura 29 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A40 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

Ao observar a Figura 29 é possível perceber características similares às encontradas no gráfico boxplot do sistema A20. Os dados de custos mínimo, médio e máximo do gráfico da Figura 29 são rerepresentados na Tabela 14, a seguir, de forma comparativa à utilização dos índices de sensibilidade individualmente.

Tabela 14 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A40.

| Método utilizado | Custo total |
|-------------------------|------------------------|
| CMGPC | \$ 2.254.027,00 |
| CMP | \$ 2.282.804,00 |
| CMU | \$ 2.254.027,00 |
| SL | \$ 2.249.901,00 |
| LPHs | Máximo \$ 2.286.413,0 |
| | Mediana \$ 2.267.008,5 |
| | Mínimo \$ 2.251.337,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Como ocorrido nos sistemas A10 e A20, a lista de prioridade baseada somente nos índices de sensibilidade de Lagrange obteve o menor custo de planejamento diário. Vale ressaltar que, apesar de parecer que a lista por si só é a melhor solução, em A20 ficou evidenciado, através dos resultados apresentados, que a utilização da MR com a informação das LPHs teve um custo ainda menor que a utilização da SL. O custo reduzido se deve à consideração de decisões de operações referentes aos outros índices utilizados na formação das LPHs.

A MR referente ao subsistema A40 possui dimensões que dificultariam sua visualização neste documento. Devido a isso, sua conferência pode ser realizada através do link apresentado no Apêndice A desta tese. São apresentadas no mesmo documento as matrizes de relevância dos casos A40, A60, A80 e A100, bem como as matrizes de melhor despacho.

As variáveis reduzidas pela consideração dos indicadores de relevância para o caso A40 são apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 – Redução do espaço de busca para o caso A40

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| IR0 | 960 | 0 | 0% | 9,75E+288 |
| IR1 | 584 | 376 | 39% | 6,33E+175 |
| IR2 | 763 | 197 | 21% | 4,85E+229 |
| IR3 | 608 | 352 | 37% | 1,06E+183 |
| IR4 | 232 | 728 | 76% | 6,90E+69 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A Tabela 15 demonstra a complexidade do TUC para A40, sendo possível perceber que para o indicador de maior redução (IR4) o número de variáveis é praticamente o mesmo que o do subsistema A10, sem nenhuma redução do espaço de busca. O aumento da complexidade ao considerar 40 termoelétricas é visível na dificuldade do otimizador MOSEK em encontrar soluções em tempo hábil como pode-se observar na Tabela 16, a seguir.

Tabela 16 - Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A40.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | 2.246.575 | 266720 | 3299,1 |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 2.243.233 | 10106 | 1070,2 |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 2.247.521 | 426 | 9,8 |
| | IR4 | 2.246.575 | 194 | 4,7 |
| 0,5% | IR0 | 2.247.391 | 879 | 34,8 |
| | IR1 | 2.244.488 | 539 | 16,9 |
| | IR2 | 2.246.949 | 788 | 23,8 |
| | IR3 | 2.252.604 | 0 | 0,4 |
| | IR4 | 2.251.593 | 0 | 0,2 |

Fonte: Produzida pelo autor.

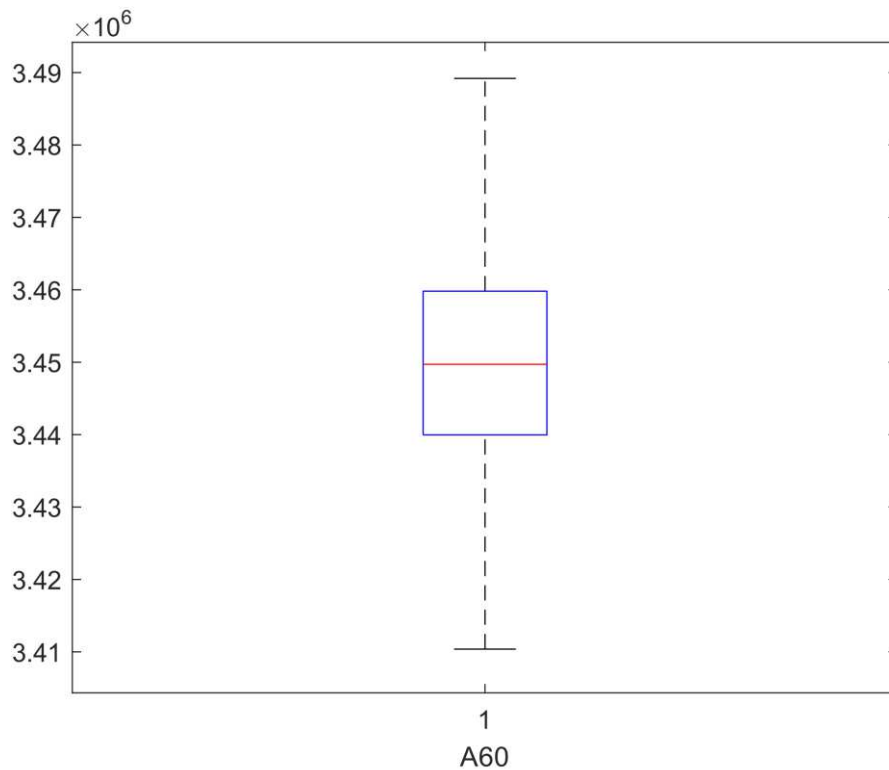
Fica explícito na Tabela 16 o aumento exponencial do número de combinações de decisões de operações ocasionado pelo elevado número de variáveis do problema A40. Por meio da análise da Tabela é possível perceber que o otimizador já não consegue executar em menos de três horas a otimização do problema com 0% de tolerância de *GAP*. O otimizador só encontrou sua primeira solução em tempo hábil ao aumentar-se a tolerância do *GAP* de otimalidade para 0,05% e reduzir-se o máximo de variáveis através dos indicadores de relevância IR4, levando mesmo assim quase uma hora de tempo de execução.

O menor custo encontrado pela aplicação da metodologia foi obtido ao se utilizar um *GAP* de 0,25% de tolerância e considerar as unidades de extrema relevância na MR, sendo o custo total de planejamento de \$2.243.233,0, obtido após 1070,2 segundos de execução. Como mencionado anteriormente, a utilização da MR foi capaz de gerar uma economia de quase \$6.700,0 diários quando comparados à utilização do índice SL. Outro ponto a se destacar é que ao aumentar o *GAP* de tolerância o algoritmo de Branch-and-Bound foi capaz de encontrar um custo de \$2.244.488,0 em 16,9 segundos.

5.2.4 Subsistema A60

O subsistema de larga escala A60, composto por 60 unidades geradoras termoelétricas de geração possui como demanda e reserva horária os dados base do caso A10 multiplicados por 6. O aumento do número de geradores faz com que o problema aumente sua complexidade inserindo no sistema diversos novos pontos de mínimos locais. O gráfico boxplot da Figura 30 e as informações contidas na Tabela 17 demonstram: a dispersão de resultados obtidos para o planejamento diário da operação; e os custos obtidos na aplicação da metodologia em comparação com os índices utilizados de forma individualizada.

Figura 30 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A60 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

Tabela 17 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A60.

| Método utilizado | Custo total |
|-------------------------|------------------------|
| CMGPC | \$ 3.381.603,0 |
| CMP | \$ 3.423.541,0 |
| CMU | \$ 3.381.603,0 |
| SL | \$ 3.427.114,0 |
| LPHs | Máximo \$ 3.489.195,0 |
| | Mediana \$ 3.449.714,0 |
| | Mínimo \$ 3.410.380,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

O gráfico da Figura 30 apresenta valores de custo que remetem ao custo encontrado no boxplot da Figura A10 multiplicados por seis. Esse aumento do custo relaciona-se ao aumento da demanda, que possui mesmo fator multiplicativo que o número de unidades geradoras.

A partir da análise da Tabela 17 destaca-se que o menor custo encontrado pelas LPHs foi superior à utilização dos indicadores de forma individual, como

ocorreu nos subsistemas A20 e A40, porém, no subsistema A60 os índices de sensibilidade que apresentaram melhor custo de planejamento de operação foram os custos relacionados a CMGPC e CMU. A alternância entre os índices que apresentaram menores custos nos diferentes subsistemas apresentados justifica a MR ser formada por indicadores distintos.

O incremento da complexidade referente ao aumento do número de variáveis do subsistema A60 é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18 – Redução do espaço de busca para o caso A60.

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| IR0 | 1440 | 0 | 0% | 3,04E+433 |
| IR1 | 880 | 560 | 39% | 8,06E+264 |
| IR2 | 1187 | 253 | 18% | 2,10E+357 |
| IR3 | 1073 | 367 | 25% | 1,01E+323 |
| IR4 | 513 | 927 | 64% | 2,68E+154 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A Tabela 18 exibe a explosão combinatória relativa ao aumento do número de unidades geradoras. No subsistema A60 a maior redução do espaço de busca ocorre, mais uma vez, ao considerar os três indicadores de relevância α , β e γ em IR4. A redução que antes era de mais de 70% agora foi de 64%. Mesmo com essa queda, a metodologia foi capaz de reduzir mais da metade das 1440 variáveis do sistema completo. Os custos de planejamento obtidos para diferentes *GAPs* e indicadores é apresentado na Tabela 19, a seguir.

Tabela 19 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A60.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 3.366.144 | 7917 | 957,6 |
| | IR2 | SR | SR | SR |
| | IR3 | 3.371.769 | 1616 | 363,3 |
| | IR4 | 3.370.974 | 356 | 30,8 |
| 0,5% | IR0 | 3.364.026 | 585 | 183,59 |
| | IR1 | 3.367.680 | 445 | 64,66 |
| | IR2 | 3.371.815 | 621 | 131,3 |
| | IR3 | 3.376.798 | 531 | 80,2 |
| | IR4 | 3.373.361 | 352 | 26 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A Tabela 19 reforça a complexidade do problema de explosão combinatória inerente aos sistemas de larga escala de TUC. O otimizador não foi capaz de encontrar soluções viáveis para o problema com tolerância do *GAP* inferior a 0,25%. E mesmo com a tolerância de 0,25% o otimizador só foi capaz de encontrar uma solução viável para o problema graças à redução do espaço de busca em virtude da MR.

O menor custo encontrado ao utilizar a metodologia foi o de \$3.366.144 em IR1. Já o menor custo apresentado na Tabela 19 foi obtido pela simulação na qual o otimizador não utilizou informações da MR e permitiu uma tolerância do *GAP* de optimalidade de 0,5%. A redução do custo advinda do aumento da tolerância pode ser creditada ao algoritmo de Branch-and-Bound, que, ao encontrar uma ramificação onde a tolerância foi atendida, encerrou sua busca em 183,59 segundos.

Quando se compara o indicador IR1 com tolerâncias de 0,25% e 0,5% percebe-se um pequeno aumento do custo de planejamento de aproximadamente \$500 entre eles. Já o tempo computacional entre os termos comparados teve uma

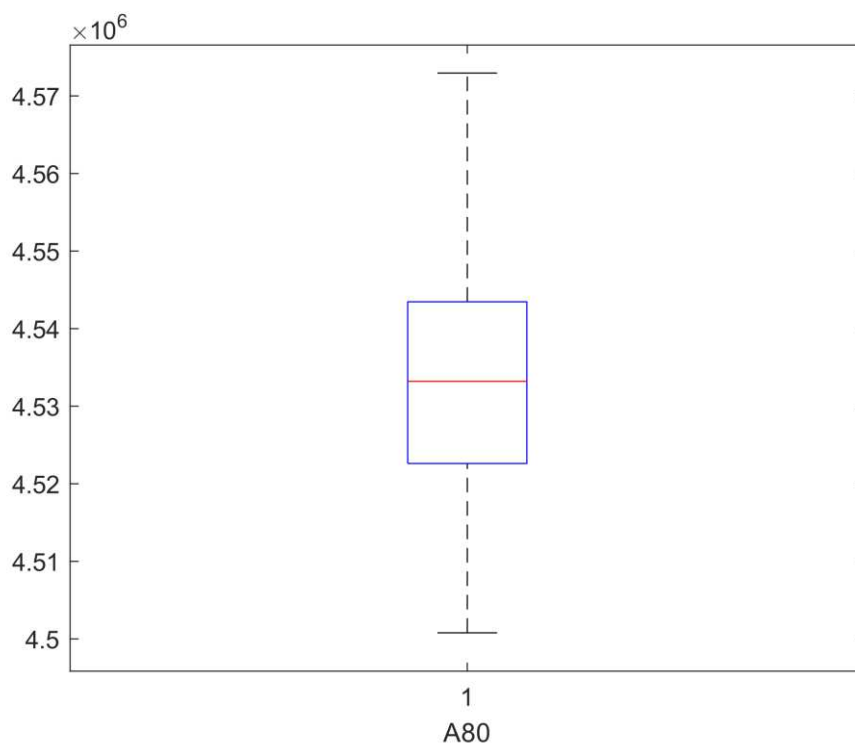
redução de 957,6 para 64,66 segundos, com o aumento da tolerância do *GAP* de otimalidade.

5.2.4 Subsistema A80

O subsistema A80 faz parte dos sistemas tidos como de larga escala do ponto de vista do grande número de variáveis, sendo o total de 1920, obtidas pelo produto de 80 unidades geradoras termoelétricas em um período de planejamento de 24 horas.

De maneira a analisar os custos de planejamento obtidos pela aplicação da metodologia de redução do espaço de busca, submeteu-se o subsistema A80 a formação da MR através de 1000 LPHs. Os custos de planejamento diário da operação, obtidos pelo cálculo do despacho econômico de diferentes matrizes de decisões de operações, são exibidos em forma de gráfico boxplot na Figura 31.

Figura 31 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A80 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

A análise da Figura 31 evidencia que os custos relativos ao planejamento diário variam entre \$4.500.000 e \$4.600.000, com alguns outliers de elevado montante. A Tabela 20, abaixo, apresenta os dados de máximo, mínimo e mediana da Figura 31, em comparação à utilização dos índices de sensibilidade de forma individual.

Tabela 20 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A80

| Método utilizado | Custo total |
|-------------------------|------------------------|
| CMGPC | \$ 4.507.601,00 |
| CMP | \$ 4.561.899,00 |
| CMU | \$ 4.507.601,00 |
| SL | \$ 4.512.627,00 |
| LPHs | Máximo \$ 4.572.945,0 |
| | Mediana \$ 4.533.208,0 |
| | Mínimo \$ 4.500.786,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Como ocorrido em A60 o menor custo apresentado pelos índices individuais foi o apresentado por CMGPC e CMU. Em A80, porém, o menor custo apresentado na Tabela 20, que faz referência ao uso das LPHs, é ainda menor que a utilização dos dois índices supracitados, fato que reforça a importância de aplicar a permutação das listas horárias de prioridade.

A utilização da metodologia proposta em sistemas como A80 é de grande importância pois a redução do número de variáveis reduz também o número de combinações de decisões de operações de problemas binários, como pode ser observado na Tabela 21.

Tabela 21 – Redução do espaço de busca para o caso A80.

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| IR0 | 1920 | 0 | 0% | 9,49E+577 |
| IR1 | 1129 | 791 | 41% | 7,29E+339 |
| IR2 | 1331 | 589 | 31% | 4,68E+400 |
| IR3 | 1204 | 716 | 37% | 2,75E+362 |
| IR4 | 413 | 1507 | 78% | 2,11E+124 |

Fonte: Produzida pelo autor.

O subsistema A80 é um dos problemas apresentados que teve maior redução percentual de variáveis pela aplicação da metodologia, como apresentado na Tabela 21, aproximadamente 80%. A redução propiciada pela consideração de IR4 foi fator determinante na redução do esforço computacional despendido para solução do TUC.

Para demonstrar a complexidade de A80 e como a metodologia se comportou são apresentados na Tabela 22 os resultados obtidos na aplicação do otimizador MOSEK, se beneficiando da redução do espaço de busca para diferentes *GAPs* de otimalidade.

Tabela 22 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A80

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | 4.490.665 | 45012 | 3492,1 |
| 0,5% | IR0 | 4.488.501 | 671 | 327,2 |
| | IR1 | 4.484.841 | 507 | 112,4 |
| | IR2 | 4.486.491 | 734 | 202,8 |
| | IR3 | 4.496.799 | 0 | 0,9 |
| | IR4 | 4.496.799 | 0 | 0,9 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A complexidade do sistema A80 é a primeira característica a se destacar na Tabela 22. O elevado número de variáveis do problema fez com que o otimizador só fosse capaz de encontrar soluções para um *GAP* de 0,25%, no qual o maior número de considerações de indicadores de relevância fosse levado em conta (IR4). Apesar do custo de \$4.490.665 ser menor que os custos apresentados na Tabela 20, o

esforço computacional fez com que o tempo para encontrar uma solução viável do problema ocorresse após 3492,1 segundos de simulação.

Para um *GAP* de otimalidade de 0,5%, o otimizador MOSEK encontrou um custo de planejamento diário da operação de \$4.484.481 em um tempo de 112,4 segundo ao considerar IR1. O sistema com maior redução para o *GAP* 0,5% (IR4) obteve um custo de \$4.496.799 em menos de um segundo.

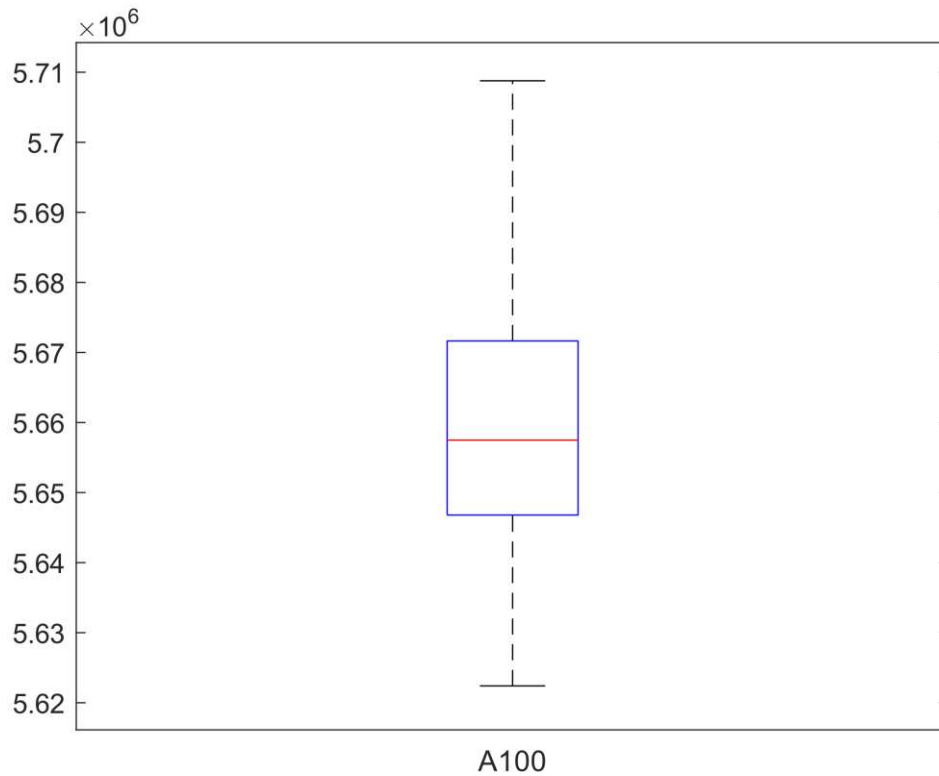
Os resultados apresentados em A80 mostram que a aplicação da metodologia juntamente ao otimizador reduziu tanto o custo do planejamento diário, quanto o esforço computacional, ao reduzir o espaço de busca de soluções.

5.2.5 Subsistema A100

O subsistema A100 é o maior sistema abordado nesta tese e por este motivo o mais complexo de todos até o momento. O sistema A100 é dez vezes maior que o primeiro caso apresentado devido a ampliação do número de unidades geradoras de 10 para 100.

A aplicação da metodologia desenvolvida utilizando 1000 LPHs teve como resultado o mesmo número de matrizes de decisões de operações. A partir dessas matrizes foram calculados o despacho econômico das unidades em estado operativo ligado e obteve-se os custos de planejamento da operação como disposto na Figura 32.

Figura 32 – Distribuição do custo de planejamento diário da operação obtido para A100 em \$.



Fonte: Produzida pelo autor.

Através da análise da Figura 32 é possível perceber pelo multiplicador vinculado ao eixo y, que o custo do sistema A100 é aproximadamente igual ao custo do sistema A10 multiplicado por 10. A Tabela 23, abaixo, traz, de forma complementar à Figura 32, as informações dos custos de planejamento diário da operação em A100 e dos índices CMGPC, CMO, CMU e SL.

Tabela 23 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e as LPHs para A100.

| Método utilizado | Custo total |
|-------------------------|------------------------|
| CMGPC | \$5.627.595,00 |
| CMP | \$5.699.372,00 |
| CMU | \$5.627.595,00 |
| SL | \$ 5.616.900,00 |
| LPHs | Máximo \$ 5.708.777,0 |
| | Mediana \$ 5.657.481,5 |
| | Mínimo \$ 5.622.408,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Analisando a Tabela 23 é possível notar que o índice SL apresenta o menor custo de planejamento diário quando tomado como único índice na aplicação do algoritmo de lista de prioridade. O menor custo apresentado na formação da MR foi de \$5.622.408,0, que é menor que os demais índices tomados individualmente.

Em consideração à complexidade do sistema são apresentados na Tabela 24 os dados do sistema não reduzido pela metodologia e as reduções de variáveis ocasionadas pela consideração dos indicadores de relevância.

Tabela 24 – Redução do espaço de busca para o caso A100.

| Indicador | Nº de variáveis do problema | Nº de variáveis reduzidas | Redução % de variáveis | Nº de combinações de decisões |
|------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| IR0 | 2400 | 0 | 0% | 2,96E+722 |
| IR1 | 1472 | 928 | 39% | 1,31E+443 |
| IR2 | 1897 | 503 | 21% | 1,13E+571 |
| IR3 | 1526 | 874 | 36% | 2,35E+459 |
| IR4 | 598 | 1802 | 75% | 1,04E+180 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Como esperado, o aumento do número de geradores elevou exponencialmente o número de combinações de decisões de operações. A metodologia proposta foi capaz de reduzir em, no mínimo, 20% o total de variáveis em todas as considerações dos indicadores de relevância, sendo a maior redução de até 75% do total de 2400 variáveis.

A Tabela 25 evidencia a complexidade do sistema ao apresentar os custos de planejamento diário obtidos pela aplicação do MOSEK considerando os indicadores de relevância.

Tabela 25 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema A100.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | 5.602.707 | 2808 | 305,4 |
| 0,5% | IR0 | 5.607.777 | 742 | 309,4 |
| | IR1 | 5.602.422 | 682 | 286,6 |
| | IR2 | 5.611.380 | 686 | 303,4 |
| | IR3 | 5.610.948 | 0 | 2,5 |
| | IR4 | 5.615.350 | 0 | 1,6 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Como esperado, o sistema de maior porte foi também o que teve menor número de resultados em tempo hábil. Tal ocorrência se deve à complexidade do amplo espaço de busca a ser percorrido pelo algoritmo de Branch-and-Bound. É neste ponto também que fica evidente o ganho da metodologia proposta, ao trazer o único resultado para *GAP* de 0,25%, quando o máximo de variáveis foi reduzida pela consideração de IR4. É justo afirmar que a eficiência da metodologia é notória, principalmente na redução do esforço computacional, que para um sistema de 2400 variáveis foi capaz de obter um custo de planejamento menor que todas os índices individuais em um tempo de 1,6 segundos.

O menor custo obtido pelo otimizador no subsistema A100 foi de \$5.602.422 que levou 286,6 segundos para ser obtido pelo otimizador comercial. Salienta-se ainda que um custo de \$5.610.948 foi obtido em 2,5 segundos sendo caracterizado como a melhor relação custo x tempo computacional do subsistema A100.

5.2.6 Resultados e Discussões acerca do sistema A

Para entender melhor o ganho proporcionado ao utilizar a matriz de relevância proposta neste trabalho, são apresentadas nessa subseção as principais contribuições obtidas nos sistemas A. São apresentados também comparativos entre os resultados obtidos para cada subsistema e os custos relacionados à programação diária da operação de outras metodologias apresentadas na literatura especializada.

O principal ponto da metodologia é reduzir de forma eficiente o espaço de busca de soluções através da redução do número de variáveis ao aplicar a equação 23 como fator determinante dos indicadores de relevância. Dentre os resultados encontrados nos seis subsistemas apresentados, são destacados os pontos:

- Eficiência da redução de variáveis: Ao utilizar a proposta de permutação de listas de prioridades advindas dos índices de sensibilidade, a metodologia foi capaz de criar uma limitação do espaço de busca através da definição de algumas decisões de operações. Ao comparar a MR com a matriz de despacho de cada subsistema foi possível perceber visualmente uma relação entre pontos onde α , β e γ foram considerados e os despachos horários das unidades geradoras. Em A10, por exemplo, a máxima redução não removeu nenhuma variável essencial ao sistema e eliminou diversos pontos de ótimos locais do problema, permitindo que o otimizador MOSEK fosse capaz de encontrar o ótimo global com considerável redução de tempo. Em alguns subsistemas a máxima redução através de IR4 eliminou algumas variáveis que indicariam menores custos de operação. Mesmo assim, ao considerar outros indicadores, a metodologia foi capaz de reduzir, em todos os subsistemas apresentados, o custo de planejamento e tempo computacional;
- Tolerância de *GAP* de otimalidade: O aumento da tolerância do *GAP* de otimalidade foi necessário em sistemas de grande porte, devido ao crescimento exponencial das combinações de operações possíveis das variáveis binárias. O aumento da tolerância faz com que o sistema convirja previamente para pontos onde a diferença percentual entre o resultado inteiro e o resultado relaxado seja igual ao valor indicado pelo

GAP de otimalidade. É importante indicar que mesmo com o aumento do *GAP*, que reduz o esforço computacional, a metodologia foi de extrema importância para redução do tempo de execução do otimizador. Em alguns subsistemas simulados só foi possível encontrar soluções em tempo viável pela redução do número de variáveis utilizando metodologia proposta.

Para corroborar a aplicabilidade da metodologia proposta juntamente ao otimizador MOSEK, são expostos, na Tabela 26, os melhores resultados de custo de total (CT) em \$ e tempos computacionais (T) em segundos para cada um dos subsistemas A, além de diversas outras metodologias da literatura especializada.

Tabela 26 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema A.

| Metodologia | Ano | A10 | | A20 | | A40 | |
|-------------------------------------|------|---------|-------|-----------|-------|-----------|--------|
| | | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) |
| GA | 1996 | 565.825 | 221 | 1.126.243 | 733 | 2.251.911 | 2697 |
| EP | 1999 | 565.352 | 84 | 1.127.257 | 324 | 2.252.612 | 1161,6 |
| NBACO | 2011 | 563.977 | 39 | 1.124.531 | 77 | 2.246.022 | 267 |
| LCA-PSO | 2011 | 570.006 | 18,3 | 1.139.005 | 65,9 | 2.277.396 | 317,3 |
| BGSA | 2014 | 563.937 | - | 1.123.996 | - | 2.246.445 | - |
| BSLPSO/SLPSO | 2015 | 563.938 | 14,8 | 1.123.297 | 37 | 2.243.996 | 86,5 |
| BFWA | 2016 | 563.977 | 55,4 | - | - | - | - |
| PL | 2017 | 564.835 | 0,2 | 1.126.231 | 0,2 | 2.250.405 | 0,2 |
| mFROFI-PPL | 2018 | 563.937 | 28,2 | 1.123.297 | 42,6 | 2.242.957 | 115,5 |
| SCA | 2020 | 563.937 | 204,3 | 1.124.931 | 427,8 | 2.251.891 | 2688 |
| BSLPSO | 2020 | 563.937 | - | 1.124.389 | - | 2.246.837 | - |
| BAMFO | 2021 | 563.978 | 17,8 | 1.123.825 | 26,2 | 2.247.165 | 43,3 |
| SLPSO/BSLPSO | 2022 | 563.937 | 40,4 | 1.124.389 | - | 2.246.837 | - |
| LS-MFA | 2023 | 563.977 | - | 1.123.297 | - | 2.240.277 | - |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 563.937 | 0,6 | 1.123.783 | 776,9 | 2.243.233 | 1070,2 |
| MOSEK + MR (menor tempo) | 2023 | 563.937 | 0,6 | 1.127.290 | 0,2 | 2.251.593 | 0,2 |

| Metodologia | Ano | A60 | | A80 | | A100 | |
|--------------|------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|-------|
| | | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) |
| GA | 1996 | 3.376.625 | 5840 | 4.504.933 | 10036 | 5.627.437 | 15733 |
| EP | 1999 | 3.772.791 | 2248,2 | 4.505.536 | 3566,4 | 5.633.800 | 6120 |
| NBACO | 2011 | - | - | 4.487.254 | 995 | 5.609.583 | 1535 |
| LCA-PSO | 2011 | 3.420.438 | 572,3 | 4.554.346 | 1069 | 5.706.201 | 1735 |
| BGSA | 2014 | 3.364.665 | - | 4.488.039 | - | 5.607.838 | - |
| BSLPSO/SLPSO | 2015 | 3.364.076 | 188,2 | 4.486.528 | 323 | 5.605.748 | 452 |

| | | | | | | | |
|-------------------------------------|------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|--------|
| BFWA | 2016 | - | - | - | - | 5.604.946 | 1039,8 |
| PL | 2017 | 3.370.832 | 0,2 | 4.495.873 | 0.246 | 5.616.303 | 0,3 |
| mFROFI-PPL | 2018 | 3.361.298 | 176,2 | 4.481.770 | 310 | 5.601.726 | 381 |
| SCA | 2020 | - | - | - | - | - | - |
| BSLPSO | 2020 | 3.367.348 | - | 4.491.179 | - | 5.611.494 | - |
| BAMFO | 2021 | 3.369.731 | 62,3 | 4.493.825 | 76.62 | 5.618.038 | 96,6 |
| SLPSO/BSLPSO | 2022 | 3.367.348 | - | 4.491.179 | - | 5.611.494 | - |
| LS-MFA | 2023 | 3.363.491 | - | 4.475.407 | - | 5.604.146 | - |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 3.366.144 | 957,6 | 4.484.841 | 112,4 | 5.602.422 | 286,6 |
| MOSEK + MR (menor tempo) | 2023 | 3.373.361 | 26 | 4.496.799 | 0,9 | 5.615.350 | 1,6 |

Fonte: Produzida pelo autor

Os dados apresentados na Tabela 26 demonstram que os resultados obtidos pela metodologia são competitivos em relação às metodologias apresentadas. A complexidade do problema fez com que muitos trabalhos não abordassem o elevado número de geradores, não sendo assim, possível a comparação de todos os subsistemas.

É importante destacar que o esforço computacional perpassa pela evolução do *hardware* utilizado nas simulações, que ao longo dos anos possibilitou a redução do tempo despendido na solução dos problemas computacionais como o *TUC*.

Outro ponto que deve ser compreendido é que muitos autores não informam os tempos de execução de suas metodologias, como é o caso de LS-MFA, que possui custos de planejamento diário muito baixos. Outro grande ganho da metodologia em comparação a alguns métodos apresentados refere-se à facilidade de implementação. Na maioria das metodologias listadas na Tabela 26 são necessários métodos de otimização híbridos ou que demandem de muitos parâmetros de ajuste, além disso, alguns destes métodos são dependentes de variáveis randômicas que não garantem o mesmo resultado se executados mais de uma vez.

Na lista abaixo são apresentadas as metodologias comparadas com o MOSEK+MR.

- LCA PSO - Local Convergence Averse Binary Particle Swarm Optimization, proposto por Wang et al (2011);
- GA – Genetic Algorithm, proposto por Kazarlis et al (1996);
- BFWA - Binary Fireworks Algorithm porposto por Reddy et al (2016);

- NBACO - Novel Binary Ant Colony Optimization proposto por Jang et al (2011);
- EP – Evolutionary Programming, proposto por Juste et al (1999);
- BGSA – binary gravitational search algorithm, proposto por Yuan et al (2014);
- BSLPSO - Binary Social Learning Particle Swarm Optimizer, proposto por Zhao et al (2020);
- BSLPSO/SLPSO – Parallel Binary Social Learning Particle Swarm Optimizer and Social Learning Particle Swarm Optimizer proposto por Singhal et al (2015);
- PL – Priority List, proposto por Elsayed et al (2017);
- mFROFI-PPL - The modified Feasibility Rules with incorporation of Objective Function Information with Plurality of Priority Lists, proposto por Tsalavoutis et al (2018);
- SCA - Sine Cosine Algorithm, proposto por Bhadoria et al (2020);
- BAMFO - Binary Alternative Moth-Flame Optimization, proposto por Kigsirisin e Miyauchi (2021);
- SLPSO/BSLPS - social learning particle swarm optimizer and binary social learning particle swarm optimizer, proposto por Zhu et al (2022);
- LS-MFA - Multi-dimensional Firefly Algorithm Based on Local Search proposto por Yang et al (2023).

Os recentes estudos demonstram que o problema proposto por Kazarlis *et al.*, em 1996, ainda é amplamente estudado e constantemente abordado por diferentes técnicas. A complexidade do problema faz com que sejam necessárias técnicas de otimização híbridas e metaheurísticas avançadas para encontrar soluções de baixo custo para o planejamento diário da operação. A grande desvantagem dessas técnicas está relacionada a complexos ajustes dos parâmetros que, se não ajustados corretamente, podem levar o problema a planejamentos de elevados custos.

5.3 SISTEMA B

O Sistema B trata de um planejamento diário da operação de termoeletricas cuja demanda e reserva são as mesmas utilizadas no sistema A. No sistema B mantem-se o número de geradores entre 10 e 100 cujos dados e características são idênticos aos apresentados na seção anterior. Apesar do número de variáveis ser o mesmo nos subsistemas que serão expostos, aumenta-se a dificuldade do problema ao considerar as restrições 14 e 15 referentes a rampa de geração.

A rampa de geração tende a modelar as características termodinâmicas das caldeiras que não conseguem variar sua capacidade de geração de forma instantânea entre quaisquer valores. A variação entre os períodos ocorre em valores de até 20% da capacidade total de cada gerador.

Por possuir mesma demanda e características das geradoras, foram utilizadas as mesmas MR dos subsistemas A. As matrizes geradas não minimizam o espaço de busca de maneira completa, o que as torna viáveis para que o planejamento do sistema B seja feito de forma efetiva, sem que haja perda de qualidade ou soluções infactíveis do ponto de vista do atendimento das restrições.

5.3.1 Subsistema B10

No subsistema B10 foi realizado o planejamento diário da operação de sistemas termoeletricos de dez unidades geradoras. A utilização do MOSEK em conjunto com os indicadores de relevância forneceu os custos totais do planejamento (C), número de ramos investigados (NR) e tempo de simulação que podem ser observados na Tabela 27, a seguir.

Tabela 27 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema B10.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|--------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | 565,186 | 28,732 | 434.3 |
| | IR1 | 565,186 | 1555 | 19 |
| | IR2 | 565,186 | 3559 | 26.8 |
| | IR3 | 565,186 | 71 | 0.6 |
| | IR4 | 565,186 | 39 | 0.4 |
| 0,05% | IR0 | 565,186 | 28,572 | 387.4 |
| | IR1 | 565,186 | 1258 | 14.3 |
| | IR2 | 565,186 | 3559 | 22.6 |
| | IR3 | 565,186 | 71 | 0.56 |
| | IR4 | 565,227 | 28 | 0.44 |
| 0,25% | IR0 | 565,227 | 8485 | 100 |
| | IR1 | 565,518 | 238 | 3.1 |
| | IR2 | 565,254 | 846 | 5.4 |
| | IR3 | 565,421 | 0 | 0.2 |
| | IR4 | 565,421 | 0 | 0.1 |
| 0,5% | IR0 | 565,829 | 98 | 2.3 |
| | IR1 | 565,711 | 98 | 2.1 |
| | IR2 | 565,509 | 178 | 1.8 |
| | IR3 | 565,421 | 0 | 0.1 |
| | IR4 | 565,421 | 0 | 0.1 |

Fonte: Produzida pelo autor.

O primeiro ponto a avaliar é que a MR foi precisa e eficiente em encontrar o mesmo custo de planejamento diário que o ótimo global (IR0, *GAP* 0%), mas com uma redução do esforço computacional considerável, que chegou a 0,4 segundos, na máxima redução do espaço de busca (IR4). Mesmo encontrando a melhor resposta com *GAP* 0% para o subsistema, foram apresentadas as soluções obtidas em outros *GAP* para demonstrar que a tolerância do mesmo implica em redução do tempo computacional e piora das soluções, ambas características inerentes ao algoritmo de Branch-and-Bound, que com o relaxamento, encontra soluções que atendem os parâmetros do modelo.

Fazendo um comparativo entre os custos dos subsistemas A10 e B10 é possível notar o aumento do custo de planejamento diário, que em A10 foi de \$563.937 e em B10 foi de \$565.186, o fator que causa o aumento do custo é justamente a necessidade de operação de outras unidades geradoras para atendimento da demanda, imposta pela consideração da rampa de geração. A Figura 33, abaixo, apresenta a matriz de despacho para o menor custo de

planejamento do subsistema B10 com destaque para os pontos onde a restrição de rampa de geração limitou a geração das termoeletricas.

Figura 33 – Matriz de despacho com destaque para pontos limitados pela restrição de rampa de geração (MW).

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|-----|-------|-------|-------|-------|------|------|------|----|-----|
| P1 | 455 | 245 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 455 | 295 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 455 | 370 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 455 | 455 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 455 | 390 | 0 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 455 | 360 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 455 | 402,6 | 130 | 130 | 32,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 455 | 420,2 | 130 | 130 | 64,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 455 | 423,2 | 130 | 130 | 97,2 | 39,6 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 455 | 455 | 130 | 130 | 129,6 | 55,6 | 25 | 19,8 | 0 | 0 |
| P11 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 71,6 | 25 | 11,4 | 10 | 0 |
| P12 | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 80 | 34,6 | 22,4 | 21 | 10 |
| P13 | 455 | 455 | 130 | 130 | 129,6 | 64 | 25 | 11,4 | 0 | 0 |
| P14 | 455 | 414,8 | 130 | 130 | 97,2 | 48 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 455 | 420,2 | 130 | 130 | 64,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 455 | 329,2 | 107,7 | 125,7 | 32,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 455 | 260 | 130 | 130 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 455 | 327,6 | 130 | 130 | 57,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 455 | 395,2 | 130 | 130 | 89,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 455 | 455 | 130 | 130 | 122,2 | 36 | 25 | 46,8 | 0 | 0 |
| P21 | 455 | 443,4 | 130 | 130 | 96,6 | 20 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 455 | 455 | 0 | 0 | 129 | 36 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 455 | 425 | 0 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 455 | 345 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Os pontos destacados representam os locais onde a restrição da rampa limitou em 20% da capacidade máxima de geração de cada gerador, aumento ou redução entre períodos. Um comparativo entre as matrizes de despacho das Figura 24 e 33 demonstra que houve a necessidade de produção em unidades mais onerosas para que fosse possível ocorrer o atendimento das restrições de reserva e demanda.

5.3.2 Subsistemas B20 a B100

Os subsistemas B20 a B100 são apresentados em conjuntos devido a suas características se assemelharem em diversos pontos. As distinções entre os

sistemas estão relacionadas ao aumento do número de geradores que em B20 é de 20 unidades geradoras, em B40 é de 40 unidades geradoras e assim até B100 que possui 100 unidades geradoras, sendo este último o maior subsistema de B. A demanda horária é aumentada no mesmo fator que se multiplica o número de termoelétricas, já a reserva girante é considerada como 10% do valor da demanda como em todos os subsistemas apresentados nesta tese. As matrizes de relevância são as mesmas apresentadas nos subsistemas de A20 a A100.

As Tabelas 28 e 29, abaixo, trazem as informações de custo total de planejamento em dólar (CT), número de ramos investigados pelo otimizador (NR) e tempo computacional (T) dos subsistemas B20, B40, B60, B80 e B100.

Tabela 28 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para os subsistemas B20 a B60

| GAP | Indicador | B20 | | | B40 | | | B60 | | |
|-------|-----------|-----------|--------|---------|-----------|--------|-------|-----------|-------|-------|
| | | C (\$) | NR | T(s) | C (\$) | NR | T(s) | C (\$) | NR | T(s) |
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 1.126.541 | 25.551 | 310,6 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | 1.126.541 | 4.607 | 37,7 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 1.125.576 | 739 | 1.890,1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 1.126.541 | 24.273 | 212,5 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | 1.126.541 | 3.225 | 22,3 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | 1.126.160 | 1.322 | 45,1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | 1.126.985 | 303 | 5,3 | 2.251.372 | 16.197 | 600,0 | 3.376.457 | 3.656 | 276,3 |
| | IR4 | 1.126.605 | 182 | 2,8 | 2.251.818 | 234 | 8,8 | 3.376.664 | 338 | 39,6 |
| 0,50% | IR0 | 1.127.222 | 272 | 11,2 | 2.248.551 | 418 | 52,2 | 3.370.788 | 716 | 116,8 |
| | IR1 | 1.126.928 | 192 | 7,5 | 2.248.029 | 291 | 24,6 | 3.372.529 | 405 | 52,4 |
| | IR2 | 1.127.115 | 369 | 12,8 | 2.249.392 | 353 | 25,8 | 3.374.612 | 585 | 61,3 |
| | IR3 | 1.128.091 | 98 | 1,9 | 2.255.748 | 0 | 1,0 | 3.379.952 | 504 | 42,0 |
| | IR4 | 1.128.047 | 0 | 0,1 | 2.256.506 | 0 | 1,1 | 3.376.664 | 338 | 31,4 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Tabela 29 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para os subsistemas B80 e B60

| GAP | Indicador | B80 | | | B100 | | |
|-------|-----------|--------------|-----|-------|--------------|-------|-------|
| | | C (\$) | NR | T(s) | C (\$) | NR | T(s) |
| 0% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| 0,05% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR4 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| 0,25% | IR0 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR1 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR2 | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* | SR* |
| | IR3 | \$ 4.496.094 | 714 | 65,8 | \$ 5.612.040 | 1.791 | 251,2 |
| | IR4 | \$ 4.498.484 | 839 | 58,0 | \$ 5.614.517 | 1.218 | 113,3 |
| 0,50% | IR0 | \$ 4.495.848 | 852 | 510,4 | \$ 5.615.392 | 1.141 | 350,9 |
| | IR1 | \$ 4.490.705 | 544 | 103,3 | \$ 5.612.895 | 675 | 166,1 |
| | IR2 | \$ 4.492.980 | 729 | 271,1 | \$ 5.614.996 | 736 | 288,9 |
| | IR3 | \$ 4.506.255 | 0 | 3,8 | \$ 5.622.632 | 0 | 3,1 |
| | IR4 | \$ 4.502.989 | 0 | 1,2 | \$ 5.618.623 | 0 | 1,9 |

Fonte: Produzida pelo autor.

De forma análoga ao subsistema A, no sistema B o aumento da complexidade através do número de geradores fez com que o MOSEK encontrasse dificuldade na resolução da programação diária da operação. Ainda de forma similar ao ocorrido A, ao aproveitar-se da redução do espaço de busca através dos indicadores de relevância, o otimizador foi capaz de reduzir drasticamente o esforço computacional em todos os subsistemas apresentados nas Tabelas 28 e 29. O aumento do custo de planejamento, ocorrido dos sistemas A para B, está atrelado à consideração da rampa de geração, que fez com que geradores mais custosos fossem colocados em operação para garantia de factibilidade do sistema. O aumento da tolerância do GAP de otimalidade foi necessária para que o MOSEK fosse capaz de encontrar soluções viáveis em menos de 3600 segundos nos subsistemas de grande porte.

A metodologia desenvolvida foi mais uma vez essencial para redução do espaço de busca. Em todos os sistemas que se beneficiaram da MR houve ganho computacional advindos da fixação de certas variáveis de decisões de operações.

5.3.2 Resultados e discussões acerca do sistema B

O sistema B diferenciou-se do sistema A ao considerar a restrição de rampa de geração. Além das conclusões apresentadas para o sistema A quanto a eficiência e relaxamento do *GAP* de otimalidade, que também se aplicaram ao sistema B, é necessário destacar que a MR obtida pode ser aproveitada sem perda de qualidade das soluções. Por não eliminar 100% das variáveis de decisões de operações e sim reduzi-las de forma a considerar as características de custo de cada gerador, o sistema B não teve, em nenhuma de suas simulações, períodos em que a demanda e reserva horária não fossem atendidas.

Para entender sobre a eficácia da metodologia, e verificar se a delimitação do espaço de soluções foi capaz da redução do custo de planejamento, é apresentado na Tabela 30 um comparativo entre os custos de planejamentos diários de todos os subsistemas abordados em B. Mais uma vez são apresentados o menor custo de planejamento da metodologia e seu respectivo tempo computacional, além da maior redução do esforço computacional na aplicação da metodologia e o custo de planejamento equivalente ao mesmo. Todas as metodologias apresentadas na comparação utilizaram a mesma rampa de geração de 20% da capacidade máxima das unidades geradoras.

Tabela 30 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema B.

| Metodologia | Ano | B10 | | B20 | | B40 | |
|-----------------------------|------|------------|------|--------------|--------|--------------|-------|
| | | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) |
| ICGA | 2004 | 566.404,00 | 7,4 | 1.127.244,00 | 22,4 | 2.254.123,00 | 58,3 |
| SA | 2006 | 565.988,00 | 3,4 | 1.127.955,00 | 16,8 | 2.252.125,00 | 88,28 |
| MBABC-GC | 2015 | 565.671,00 | 35,5 | 1.126.634,00 | 87,4 | 2.252.544,00 | 212,9 |
| CUT | 2016 | 565.723,00 | 2,4 | 1.128.273,00 | 14,6 | 2.251.134,00 | 33,7 |
| mFROFI-PPL | 2018 | 565.195,00 | 41,6 | 1.125.667,00 | 65,8 | 2.247.774,00 | 157,6 |
| MBO | 2020 | 565.671,00 | 21,7 | 1.126.461,00 | 59,7 | 2.251.398,00 | 157,8 |
| IBAFSA | 2020 | 565.527,00 | - | 1.126.702,00 | - | 2.249.413,00 | - |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 565.186,00 | 0,4 | 1.125.576,00 | 1890,1 | 2.248.029,00 | 24,6 |
| MOSEK + MR (menor tempo) | 2023 | 565.421,00 | 0,1 | 1.128.091,00 | 0,1 | 2.255.748,00 | 1 |

| Metodologia | Ano | B60 | | B80 | | B100 | |
|-----------------------------|------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| | | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) | CT (\$) | T(s) |
| ICGA | 2004 | 3.378.108,00 | 117,3 | 4.498.943,00 | 176,0 | 5.630.838,00 | 242,5 |
| SA | 2006 | - | - | 4.501.156,00 | 405,0 | 5.624.301,00 | 696,4 |
| MBABC-GC | 2015 | 3.375.368,00 | 396,0 | 4.500.742,00 | 614,7 | 5.628.853,00 | 1007 |
| CUT | 2016 | 3.376.480,00 | 88,5 | 4.501.641,00 | 123,0 | 5.625.921,00 | 210,9 |
| mFROFI-PPL | 2018 | 3.369.320,00 | 238,2 | 4.494.574,00 | 404,2 | 5.616.689,00 | 485,3 |
| MBO | 2020 | 3.373.241,00 | 244,9 | 4.498.081,00 | 382,5 | 5.609.984,00 | 597,5 |
| IBAFSA | 2020 | 3.370.854,00 | - | 4.495.995,00 | - | 5.618.169,00 | - |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 3.372.529,00 | 52,4 | 4.490.705,00 | 103,3 | 5.612.040,00 | 251,2 |
| MOSEK + MR (menor tempo) | 2023 | 3.376.664,00 | 31,4 | 4.502.989,00 | 1,2 | 5.618.623,00 | 1,9 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar os resultados obtidos na aplicação da metodologia com outras propostas de solução do TUC, percebe-se que a utilização da MR na redução do espaço amostral alcançou custos de operação competitivos. Entre os pontos a se destacar estão: (i) Em B10 o MOSEK+MR foi capaz encontrar a solução de ótimo global em um tempo computacional de 0,4 segundos; (ii) O custo de planejamento obtido pelo MOSEK+MR em B80 foi o menor entre todas as metodologias comparadas, sendo ainda o mais rápido entre elas. Ainda sobre a análise da Tabela 30 é possível perceber a drástica redução do esforço computacional proveniente da aplicação da MR, como em B100, no qual obteve-se o quarto menor custo (\$5.618.623,00) entre os informados, em apenas 1,9 segundos. Esse resultado é

ainda mais significativo por se tratar de um sistema de grande porte e alta complexidade.

A seguir é apresentada a lista das técnicas comparadas com a metodologia proposta:

- ICGA - Integer-Coded Genetic Algorithm, proposto por Damousis et al (2004);
- SA – Enhanced Simulated Annealing Algorithm, proposto por Simopoulos et al (2006);
- MBABC-GC - Modified Binary Artificial Bee Colony with Genetic Crossover Singhal et al (2015);
- CUT - Cut-and-Branch proposto por Zheng et al (2016);
- mFROFI-PPL - The modified Feasibility Rules with incorporation of Objective Function Information with Plurality of Priority Lists, proposto por Tsalavoutis et al (2018);
- MBO – Monarch Butterfly Optimization, proposto por Kumar e Naresh (2020);
- IBAFSA - Improved Binary Artificial Fish Swarm Algorithm, proposto por Zhu e Gao (2020).

Os resultados obtidos no sistema B possuem tanta qualidade quanto os do sistema A. Em B foi possível perceber que a redução do espaço de busca diminuiu bruscamente o esforço computacional, independente da tolerância do *GAP* de optimalidade. A inserção da restrição de rampa não foi fator limitante para eficiência da metodologia proposta devido a não eliminação de variáveis que possibilitaram a factibilidade dos subsistemas simulados.

5.4 SISTEMA C

O Sistema C foi proposto para verificar como a metodologia iria se comportar ao considerar outras fontes de geração de energia elétrica juntamente às fontes termoelétricas. Em C são abordados os impactos da consideração da geração de fontes renováveis eólicas e solar. Os custos de operação das duas fontes são considerados nulos e o sistema se dividirá em dois subsistemas: C1 e C2, ambos

compostos por 10 unidades termoelétricas, diferenciados por C1 considerar uma fonte de geração solar e C2 considerar em seu planejamento dois geradores eólicos.

A principal diferença para os sistemas apresentados em C é que nas restrições de balanço de potência e atendimento à reserva girante serão consideradas as potências de fontes renováveis. Logo os valores de $Eg_k(h)$ e $S_k(h)$ antes nulos, agora serão dados pela geração eólica e solar, respectivamente.

5.4.1 Subsistema C1

Composto por 10 unidades geradoras termoelétricas e uma fonte de energia solar, o subsistema C1 possui demanda e reserva horária como proposto nos subsistemas A10 e B10, já apresentados. A geração proveniente da fonte solar é informada no Anexo A deste trabalho.

Ao realizar a aplicação da metodologia proposta no subsistema C1 foi obtida uma MR, com 10 colunas, representando as unidades termoelétricas de geração e 24 linhas, representando os períodos do planejamento diário. O gerador solar é considerado com uma fonte *must run* que sempre produzirá o máximo da sua capacidade de geração. A Figura 34, abaixo, apresenta a MR obtida para o subsistema C1.

Figura 34 – Matriz de Relevância para o caso C1.

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| P1 | 1000 | 1000 | 34 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 67 | 67 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 101 | 502 | 382 | 153 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 544 | 762 | 708 | 280 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 767 | 958 | 880 | 460 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 1000 | 958 | 1000 | 999 | 523 | 87 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 1000 | 995 | 1000 | 1000 | 584 | 153 | 0 | 0 | 34 |
| P8 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 666 | 245 | 0 | 35 | 35 |
| P9 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 870 | 603 | 74 | 33 | 33 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 986 | 81 | 81 | 55 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 119 | 119 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 105 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 992 | 102 | 80 | 33 |
| P14 | 1000 | 1000 | 998 | 1000 | 1000 | 817 | 495 | 0 | 44 | 44 |
| P15 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 481 | 74 | 0 | 0 | 34 |
| P16 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 367 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 296 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 994 | 1000 | 1000 | 417 | 77 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 995 | 1000 | 1000 | 535 | 183 | 0 | 35 | 35 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 973 | 1000 | 116 | 116 |
| P21 | 1000 | 1000 | 993 | 1000 | 1000 | 1000 | 994 | 140 | 96 | 47 |
| P22 | 1000 | 1000 | 829 | 968 | 967 | 636 | 825 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 1000 | 83 | 500 | 368 | 154 | 27 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 46 | 41 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A análise da Figura 34 demonstra que a MR de C1 possui pontos de relevância bem definidos como apresentado também em A10, como por exemplo, a grande relevância das unidades geradoras 1 e 2 em todo o planejamento diário. Outro apontamento a ser feito está atrelado ao período P12 que, em A10 era de ativação de todas as unidades geradoras, e agora, em C1, passou a ser uma variável em U10. As diferenças entre A10 e C1 estão atreladas à característica da geração solar, que durante parte do dia possui geração nula como pode ser visto no Anexo A. Na Figura 35 é possível verificar o despacho de potência referente às termelétricas em operação para o subsistema C1.

Figura 35 – Despacho obtido por MOSEK+MR para C1 (MW).

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| P1 | 455,0 | 245,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P2 | 455,0 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P3 | 455,0 | 370,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P4 | 455,0 | 455,0 | 0,0 | 0,0 | 40,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P5 | 455,0 | 390,0 | 0,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P6 | 455,0 | 360,0 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P7 | 455,0 | 410,0 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P8 | 455,0 | 453,9 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P9 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 76,6 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P10 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 132,9 | 20,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P11 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 159,2 | 20,0 | 25,0 | 10,0 | 0,0 | 0,0 |
| P12 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 162,0 | 46,8 | 25,0 | 10,0 | 10,0 | 0,0 |
| P13 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 105,4 | 20,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P14 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 35,8 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P15 | 455,0 | 397,4 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P16 | 455,0 | 264,1 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P17 | 455,0 | 235,0 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P18 | 455,0 | 358,7 | 130,0 | 130,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P19 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 30,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P20 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 162,0 | 33,0 | 25,0 | 10,0 | 0,0 | 0,0 |
| P21 | 455,0 | 455,0 | 130,0 | 130,0 | 85,0 | 20,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P22 | 455,0 | 455,0 | 0,0 | 0,0 | 145,0 | 20,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P23 | 455,0 | 425,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| P24 | 455,0 | 345,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A matriz de despacho apresentada na Figura 35 corrobora o exposto sobre a geração solar. Nos períodos em que não houve geração solar o despacho é idêntico ao apresentado para o subsistema A10. Já em todos os outros períodos que a produção de energia solar foi diferente de zero, houve uma redução da potência despachada, permitindo inclusive que algumas unidades termoeletricas fossem colocadas fora de operação.

Os custos de planejamento diário referentes à aplicação da MR da Figura 35 em C1 podem ser observados na Tabela 31, onde são apresentados ainda os tempos computacionais e número de ramos investigados pelo otimizador MOSEK para diferentes indicadores de relevância. Todas as simulações foram realizadas para uma tolerância de 0% para o *GAP* de otimalidade.

Tabela 31 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema C1.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | 549.138,6 | 27.051 | 297,13 |
| | IR1 | 549.138,6 | 1.455 | 15,95 |
| | IR2 | 549.138,6 | 2.933 | 22,28 |
| | IR3 | 549.138,6 | 109 | 1,19 |
| | IR4 | 549.138,6 | 27 | 0,33 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A aplicação da metodologia apresentou excelentes resultados ao encontrar o valor de ótimo global para todas as considerações de relevâncias propostas neste trabalho. O custo referente ao ótimo global do subsistema C1 foi alcançado com uma redução do esforço computacional de 297,13 segundos para apenas 0,33 segundos, ao reduzir o máximo do espaço de busca em IR4.

A economia gerada pela consideração da fonte solar fez com que o custo de planejamento diário fosse reduzido de \$563.937,0 para \$549.138,6 o que demonstra a importância de se considerar fontes renováveis no TUC.

5.4.1 Subsistema C2

No subsistema C2, foram acrescentados ao planejamento diário de A10 duas fontes geradoras eólicas, com geração individual igual à apresentada no anexo A. A metodologia desenvolvida foi aplicada abatendo da demanda e reserva horária a geração das duas fontes eólicas de geração. Diferente do apresentado em C1, as fontes eólicas possuem geração em todos os períodos do dia, o que modifica a MR em todos os períodos de planejamento, como apresentado na Figura 36 a seguir.

Figura 36 – Matriz de Relevância para o caso C2.

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|-----|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| P1 | 1000 | 1000 | 43 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 1000 | 89 | 89 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 1000 | 115 | 115 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 1000 | 155 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 1000 | 194 | 550 | 384 | 151 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 1000 | 606 | 903 | 692 | 332 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 1000 | 791 | 985 | 856 | 489 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 1000 | 1000 | 900 | 994 | 996 | 594 | 73 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 1000 | 1000 | 983 | 1000 | 1000 | 692 | 145 | 0 | 0 | 39 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 878 | 511 | 79 | 45 | 45 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 981 | 99 | 58 | 30 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 998 | 124 | 124 | 88 |
| P13 | 1000 | 1000 | 999 | 1000 | 1000 | 827 | 781 | 68 | 30 | 30 |
| P14 | 1000 | 1000 | 972 | 1000 | 1000 | 476 | 219 | 0 | 0 | 41 |
| P15 | 1000 | 1000 | 868 | 1000 | 1000 | 335 | 85 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 1000 | 1000 | 864 | 1000 | 1000 | 216 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 864 | 1000 | 1000 | 231 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 864 | 1000 | 1000 | 301 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 878 | 1000 | 1000 | 431 | 67 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 1000 | 1000 | 989 | 1000 | 1000 | 758 | 485 | 75 | 35 | 35 |
| P21 | 1000 | 1000 | 928 | 1000 | 984 | 625 | 520 | 0 | 0 | 33 |
| P22 | 1000 | 1000 | 571 | 522 | 523 | 482 | 453 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 1000 | 199 | 74 | 0 | 67 | 35 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 1000 | 157 | 40 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar a MR da Figura 36 é possível notar que a geração eólica foi ainda maior que a solar, fazendo com que muitas variáveis tenham se tornado constantes definidas pelos indicadores de relevância, como ocorrido em U10. Deve-se contrapor que, em muitos outros pontos da matriz, onde existia a necessidade de 100% da ativação das UTEs, agora existem variáveis não determinadas por α . Os resultados obtidos pela aplicação da MR em C2 são apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema C2.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|-----|-----------|-----------|-------|------------------------|
| 0% | IR0 | 481.335,6 | 2.529 | 47,16 |
| | IR1 | 481.335,6 | 1.354 | 19,25 |
| | IR2 | 481.335,6 | 291 | 3,88 |
| | IR3 | 482.133,7 | 61 | 0,72 |
| | IR4 | 482.554,6 | 145 | 0,83 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Na Tabela 32 é possível perceber que a redução de variáveis foi capaz de encontrar o custo ótimo global do subsistema C2 quando considerados os indicadores IR1 e IR2. A redução do tempo computacional ao considerar o indicador de relevância IR2 foi de 47,16 segundos para apenas 3,88 segundos. Ao limitar o espaço de busca em IR4 o tempo de execução do otimizador foi de apenas 0,83 segundos, mas o valor de custo de planejamento final foi menor que em IR2, por exemplo.

O despacho referente ao custo de planejamento de IR2 é apresentado na Figura 37, a seguir.

Figura 37 – Despacho obtido por MOSEK+MR para C2 (MW).

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| P1 | 403.8 | 150.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P2 | 455.0 | 164.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P3 | 455.0 | 246.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P4 | 455.0 | 335.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P5 | 455.0 | 367.2 | 0.0 | 0.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P6 | 455.0 | 352.6 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P7 | 455.0 | 396.6 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P8 | 455.0 | 449.2 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P9 | 455.0 | 409.2 | 130.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P10 | 455.0 | 455.0 | 130.0 | 130.0 | 66.3 | 0.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P11 | 455.0 | 455.0 | 130.0 | 130.0 | 97.2 | 20.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P12 | 455.0 | 455.0 | 130.0 | 130.0 | 127.9 | 20.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P13 | 455.0 | 455.0 | 130.0 | 130.0 | 56.4 | 20.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P14 | 455.0 | 420.7 | 130.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P15 | 455.0 | 455.0 | 0.0 | 130.0 | 39.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P16 | 455.0 | 311.7 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P17 | 455.0 | 248.6 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P18 | 455.0 | 333.8 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P19 | 455.0 | 414.0 | 0.0 | 130.0 | 25.0 | 20.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P20 | 455.0 | 455.0 | 0.0 | 130.0 | 162.0 | 22.1 | 0.0 | 10.0 | 10.0 | 0.0 |
| P21 | 455.0 | 455.0 | 0.0 | 130.0 | 86.7 | 20.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P22 | 455.0 | 455.0 | 0.0 | 0.0 | 30.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P23 | 455.0 | 289.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| P24 | 455.0 | 188.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A principal diferença entre as Figura 37 e 35, ocorre na matriz de despacho, que na Figura 37 apresenta uma redução da geração termoelétrica em todos os períodos de planejamento. Já na Figura 35, em períodos em que não há geração

solar, ocorre o aumento do custo de planejamento diário da operação. A geração dos dois geradores eólicos fez com que o custo final abarcasse uma redução de \$563.937,0 para \$481.335,6, demonstrando novamente o impacto de se considerar fontes alternativas e renováveis na programação diária da operação.

5.3.2 Resultados e discussões acerca do sistema C

De forma a validar os resultados obtidos na aplicação da MR no sistema C, foram comparados os resultados obtidos com outras metodologias que se prestaram a solucionar o problema de planejamento diário da operação na presença de fontes renováveis de energia. A Tabela 33 apresenta os custos obtidos pelas metodologias apresentadas. Foram comparados apenas métodos que utilizam a mesma base de dados de geração e que não consideraram custos relativos as gerações eólicas e solar, desta forma, tornando a comparação de resultados mais justa. Os resultados são apresentados para o UC Térmico, UC Térmico + Solar e UC Térmico + Eólico.

Tabela 33 – Comparativo entre resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta MOSEK+MR e outras metodologias da literatura no sistema C.

| Metodologia | Ano | UC Térmico | UC Térmico + Solar | UC Térmico + Eólico |
|-------------------------------------|------|------------|--------------------|---------------------|
| | | CT (\$) | CT (\$) | CT (\$) |
| IPL | 2016 | 563.985,0 | 549.348,6 | 485.401,5 |
| QI-ADP | 2017 | 563.977,0 | - | 511.192,0 |
| HHO-IGWO | 2020 | 563.937,7 | 559.642,1 | 522.814,4 |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 563.937,7 | 549138,6 | 481335,6 |

Fonte: Produzida pelo autor.

O primeiro ponto a se destacar na Tabela 33 é a eficácia da metodologia proposta, que obteve para todo o sistema C os melhores custos de planejamento diário da operação dentre as metodologias comparadas. Por ser ainda um tópico muito recente e pelas características da base de geração renovável, foram encontrados poucos trabalhos na literatura especializada. Em nenhuma das técnicas apresentadas foram divulgados os tempos computacionais necessários para solução do TUC na presença de fontes renováveis de geração. As técnicas apresentadas na Tabela 33 foram:

- IPL – Improved Priority List, proposto por Abujarad et al (2016);

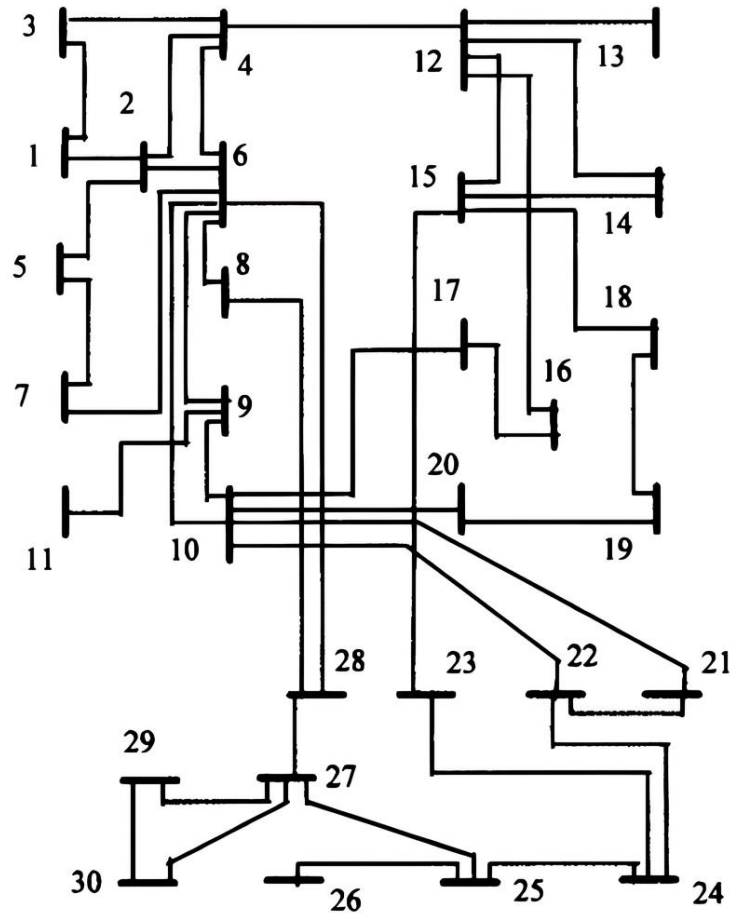
- QI-ADP – Quantum-Inspired Approximate Dynamic Programming Algorithm proposto por Qin e Wei (2017);
- HHO-IGWO – Harris Hawks Optimization - Improved Grey Wolf Optimizer, proposto por Dhawale e Kamboj (2020).

A consideração de fontes renováveis como solar e eólica no TUC não se mostrou um fator dificultador para a metodologia proposta. A necessidade de obtenção de uma MR diferente da encontrada para os sistemas A e B deve-se à possibilidade de abatimento da geração elétrica das fontes eólica e solar à demanda de energia. O MOSEK se beneficiou da metodologia em todos os subsistemas abordados e encontrou valores de excelente custo de planejamento em reduzido tempo.

5.5 SISTEMA D

Até a presente seção considerou-se o sistema de geração em barra única, ou seja, como se todas as gerações e demandas estivessem em uma única barra, sem a consideração da rede de transmissão. No sistema D são apresentados os estudos para a topologia encontrada no sistema IEEE-30 barras, com a consideração de nove geradores termoelétricos como proposto por Ma e Shahidehpour (1998). A topologia do sistema pode ser observada na Figura 38. Os dados da demanda horária e as características inerentes aos geradores encontram-se no Anexo A desta tese.

Figura 38 – Topologia do sistema IEEE-30 barras.



Fonte: (Ma e Shahidehpour, 1998).

O sistema IEEE-30 barras a ser estudado possui geradores termoelétricos nas barras: 1, 2, 5, 8, 11, 13, 15, 24 e 30. As análises acerca de D foram divididas em dois subsistemas: D1, no qual não há limitações do fluxo de potência entre as barras; e D2 onde serão considerados limites do fluxo de potência para cada linha de transmissão entre barras. Em ambos os subsistemas foi considerado um *GAP* de otimalidade de 0%.

Para formação da matriz de relevância apenas o índice SL considera as particularidades do limite da rede, sendo assim os outros três índices apresentados fazem referência apenas às características dos geradores.

5.5.1 Subsistema D1

No subsistema D1 a metodologia proposta foi aplicada ao IEEE-30 barras, fornecendo uma matriz de relevância MR cuja recorrência das decisões de

operações nortearam as tomadas de decisões através dos indicadores de relevância. A Figura 39 apresenta a matriz de relevância na qual pode ser observado o número de acionamentos totais dos 9 geradores ao se considerar 1000 LPHs.

Figura 39 – Matriz de Relevância para o caso D1.

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| P1 | 1000 | 668 | 1000 | 1000 | 434 | 978 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 1000 | 882 | 1000 | 1000 | 639 | 921 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 1000 | 896 | 1000 | 1000 | 693 | 893 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 1000 | 917 | 1000 | 1000 | 729 | 894 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 1000 | 434 | 1000 | 1000 | 417 | 908 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 1000 | 238 | 1000 | 1000 | 245 | 907 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 1000 | 284 | 1000 | 1000 | 238 | 905 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 1000 | 711 | 1000 | 1000 | 471 | 927 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 1000 | 900 | 1000 | 1000 | 699 | 961 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 985 | 0 | 0 | 0 |
| P11 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 986 | 0 | 0 | 0 |
| P12 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 989 | 0 | 0 | 0 |
| P13 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 992 | 0 | 0 | 0 |
| P14 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 988 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 1000 | 900 | 1000 | 1000 | 683 | 985 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 1000 | 900 | 1000 | 1000 | 683 | 991 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 996 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 0 | 0 | 0 |
| P21 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 996 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 984 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 1000 | 876 | 1000 | 1000 | 719 | 981 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 1000 | 638 | 1000 | 1000 | 469 | 893 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Com a aplicação da metodologia de redução do espaço de busca é possível notar na Figura 39 o expressivo número de variáveis a serem reduzidas através da consideração dos indicadores. Por exemplo, a consideração de α para as unidades U1, U3 e U4 em todos os períodos e a consideração de baixa relevância de β e γ para U7, U8 e U9, ao ponderar os indicadores citados reduz-se o número de variáveis a 1/3 do total.

Ao utilizar o MOSEK para solução do subsistema D1 foram obtidos os custos de planejamento diário da operação para todos os indicadores de relevância, como

pode ser observado na Tabela 34, abaixo. São apresentados também o número de ramos investigados pelo algoritmo de Branch and Bound e o tempo de execução até o encontro do custo informado.

Tabela 34 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema D1.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | 138.325,07 | 9 | 4,69 |
| | IR1 | 140.036,07 | 49 | 4,84 |
| | IR2 | 139.002,97 | 5 | 3,72 |
| | IR3 | 139.002,97 | 5 | 3,69 |
| | IR4 | 140.604,54 | 0 | 1,95 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Observando a Tabela 34 pode-se afirmar que a consideração α fez com que o MOSEK encontrasse um custo de operação superior em comparação as considerações de apenas β ou γ . O menor custo obtido pela aplicação da metodologia foi de \$139.002,97 que representa uma diferença de apenas 0,49% do ótimo global para C1. A redução do tempo de execução foi de 4,69s para 3,69s em IR3.

A melhor matriz de despacho obtida através do otimizador comercial com aproveitamento do indicador de relevância IR3 é apresentada na Figura 40 a seguir.

Figura 40 – Despacho obtido por MOSEK+MR para D1 (MW).

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| P1 | 155 | 0 | 76 | 76 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 155 | 0 | 75,2 | 71,8 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 155 | 0 | 66 | 63 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 155 | 0 | 56,4 | 53,6 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 155 | 0 | 64,5 | 61,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 155 | 0 | 64,5 | 61,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 155 | 0 | 69,1 | 65,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 155 | 0 | 76 | 76 | 0 | 11 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 155 | 0 | 76 | 76 | 47 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 155 | 0 | 76 | 76 | 83 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P11 | 155 | 0 | 76 | 76 | 92 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P12 | 155 | 0 | 76 | 76 | 97 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P13 | 155 | 0 | 76 | 76 | 92 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P14 | 155 | 0 | 76 | 76 | 83 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 155 | 0 | 76 | 76 | 79 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 155 | 0 | 76 | 76 | 79 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 155 | 25 | 76 | 76 | 82 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 155 | 48 | 76 | 76 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 155 | 43 | 76 | 76 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 155 | 34 | 76 | 76 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P21 | 155 | 0 | 76 | 76 | 100 | 21 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 155 | 0 | 76 | 76 | 100 | 11 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 155 | 0 | 76 | 76 | 79 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 155 | 0 | 76 | 76 | 61 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao observar atentamente a matriz de despacho que minimizou o custo de planejamento diário da operação percebe-se que a U2 só permanece ativada nos períodos de P18 a P21, o que explica o alto custo obtido na consideração de IR1 e IR4. Em todas as outras considerações de relevância a MR obteve sucesso na redução do espaço de busca de soluções para D1.

5.5.2 Subsistema D2

No subsistema apresentado em D1 a geração máxima de todos os geradores não foi restringida, já que não foram considerados os limites de fluxo de potência na rede. Para considerar a limitação do sistema real, em D2 são consideradas as equações 24 e 25, nas quais todas as linhas possuem um limite de 90MW, de acordo com o exposto por Ma e Shahidehpour (1998).

A matriz de relevância MR utilizada foi a mesma do subsistema D1. A consideração da nova restrição resultou em um custo de planejamento diário superior ao apresentado na Tabela 34 na subseção anterior. Os custos obtidos pelo MOSEK, relativos ao planejamento diário da operação de D2 (C), os números de ramos investigados (NR) e tempos computacionais são apresentados na Tabela 35, abaixo.

Tabela 35 – Desempenho do algoritmo MOSEK+MR para o subsistema D2.

| GAP | Indicador | C (\$) | NR | Tempo de simulação (s) |
|------------|------------------|---------------|-----------|-------------------------------|
| 0% | IR0 | 141.975,04 | 1041 | 52,16 |
| | IR1 | 143.359,31 | 1331 | 51,06 |
| | IR2 | 141.975,04 | 277 | 11,23 |
| | IR3 | 141.975,04 | 277 | 11,39 |
| | IR4 | 143.359,29 | 241 | 7,24 |

Fonte: Produzida pelo autor.

A consideração da restrição de limite do fluxo de potência nas redes de transmissão ocasionou a elevação do custo de planejamento total. O tempo computacional despendido pelo otimizador também teve considerável aumento em todos os indicadores de relevância apresentados. Em D2 a metodologia foi capaz de encontrar o valor referente ao ótimo global nos indicadores IR2 e IR3, com reduzido esforço computacional. A Figura 41 apresenta a potência despachada por cada unidade geradora ao longo das 24 horas de operação, para o indicador IR3.

Figura 41 – Despacho obtido por MOSEK+MR para D2 (MW).

| | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| P1 | 145,3 | 57,7 | 76 | 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P2 | 140,4 | 34,6 | 76 | 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P3 | 138,7 | 25 | 76 | 69,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P4 | 139,4 | 25 | 73,5 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P5 | 133,2 | 0 | 76 | 71,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P6 | 133,2 | 0 | 76 | 71,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P7 | 132,2 | 0 | 76 | 71,8 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P8 | 129,1 | 0 | 76 | 76 | 0 | 36,9 | 0 | 0 | 0 |
| P9 | 144,3 | 57,7 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P10 | 150,6 | 87,4 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P11 | 152,2 | 94,8 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P12 | 153,1 | 98,9 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P13 | 152,2 | 94,8 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P14 | 150,6 | 87,4 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P15 | 149,9 | 84,1 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P16 | 149,9 | 84,1 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P17 | 149,7 | 86,7 | 76 | 76 | 25,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P18 | 150,7 | 100 | 76 | 76 | 52,3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P19 | 151,1 | 100 | 76 | 76 | 46,9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P20 | 151,7 | 99,8 | 76 | 76 | 37,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P21 | 151,8 | 100 | 76 | 76 | 0 | 24,2 | 0 | 0 | 0 |
| P22 | 153 | 100 | 76 | 76 | 0 | 13 | 0 | 0 | 0 |
| P23 | 149,9 | 84,1 | 76 | 76 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| P24 | 147,6 | 68,4 | 76 | 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Um comparativo entre as matrizes de despacho dos subsistemas D1 e D2 evidencia a diferença dos custos de planejamento ao demonstrar a redução da produção de energia elétrica através de unidades menos onerosas para acionar unidades mais custosas, como ocorre logo no primeiro período de planejamento, onde U2 teve sua ativação definida.

A necessidade de produção de geradores mais caros ocorre pelo limite do fluxo de potência em algumas linhas adjacentes aos geradores de menor custo. As Figura 42 e 43, abaixo, mostram o fluxo de potência entre as linhas de transmissão para o caso D2, considerando o período P18, onde ocorre a maior demanda em 24 horas.

Figura 42 – Fluxo de potência entre as barras DE 1 a 30 Para 1 a 15 (MW).

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|----|-------|-------|------|-------|-----|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|----|------|------|
| 1 | 0 | 90 | 60,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | -90 | 0 | 0 | 40,4 | 67 | 47,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | -60,7 | 0 | 0 | 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | -40,4 | -57 | 0 | 0 | 33,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51,9 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | -67 | 0 | 0 | 0 | 0 | -9,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | -47,7 | 0 | -33,4 | 0 | 0 | 46,1 | -18,1 | 15,1 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9,4 | -46,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -15,1 | 0 | 0 | 0 | 67,3 | -52,3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -19 | 0 | 0 | -67,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 0 | 0 | 0 | -51,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10,3 | 20,8 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -10,3 | 0 | 0 | 0,4 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -20,8 | 0 | -0,4 | 0 |
| 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -2,9 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -4,6 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -13,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -3,5 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -19 | 0 | -9,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Figura 43 – Fluxo de potência entre as barras DE 1 a 30 Para 16 a 30 (MW).

| | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|----|-----|------|-----|------|-------|------|-------|-----|------|------|-----|-------|-------|------|------|
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9,5 | 0 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 17 | 0 | 0 | 19 | 27,5 | 13,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 2,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0 | 4,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | -2,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 2,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | -0,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | -15,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 15,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -0,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,7 | 0 | 0 | 12,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -12,9 | 1,5 | 0 | -2,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,5 | 0 | 5,3 | -7,8 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -5,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7,8 | 0 | 0 | -28,5 | 9,6 | 11,1 |
| 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28,5 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -9,6 | 0 | 0 | 5,9 |
| 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -11,1 | 0 | -5,9 | 0 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao analisar o período de maior carregamento do sistema nota-se em destaque na Figura 42, o ponto onde o limite do fluxo é atingindo. A capacidade de geração de U1 é superior ao limite de geração da linha 1-2, fazendo com que houvesse necessidade de despacho na U2, de maior custo. Outro ponto a se destacar nas Figuras 42 e 43 é a esparsidade dos valores de fluxo de potência das linhas de transmissão, característica inerente aos sistemas de transmissão reais.

5.5.3 Resultados e discussões acerca do sistema D

De forma a compreender a qualidade dos resultados encontrados para a aplicação da metodologia de redução do espaço de busca para o sistema D, são comparados na Tabela 36 os custos de planejamento diário informados em dois outros trabalhos que consideraram o Sistema IEEE-30 barras modificado, além da aplicação da técnica em alguns dos índices apresentados de forma singular.

Tabela 36 – Comparativo entre o uso dos índices de formas individuais e MOSEK+MR.

| Metodologia | Ano | D1 | D2 |
|-------------------------------------|------|-----------|------------|
| | | CT (\$) | CT (\$) |
| CMGPC | 2023 | - | 145.418,92 |
| CMP | 2023 | - | 144.620,89 |
| CMU | 2023 | - | 145.418,92 |
| SL + H | 2008 | 138.854,0 | 143.436,48 |
| MOSEK + MR (menor custo) | 2023 | 139.002,4 | 141.975,04 |

Fonte: Produzida pelo autor.

Ao comparar os resultados encontrados pela metodologia e o proposto por Silva Junior (2008) é possível perceber que no caso D1 o custo encontrado pela aplicação de multiplicadores de Lagrange + Heurísticas é menor que o custo encontrado pelo otimizador comercial que se beneficia da MR e encontra o valor apresentado em 4 segundos. Já para o caso D2, no qual houve consideração dos limites das linhas de transmissão, a redução do espaço de busca se mostrou eficiente ao encontrar o menor custo entre os relatados na Tabela 36. O esforço computacional despendido por SL+H é relatado como sendo de sete segundos.

A grande vantagem da metodologia é de encontrar diretamente o custo de planejamento, sem a necessidade de métodos iterativos, executando de maneira única o fluxo de potência que garanta todas as restrições e limites atrelados ao TUC.

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Problemas computacionais *NP-Hard* são considerados de difícil solução devido ao grande número de variáveis e conseqüentemente elevado esforço computacional. O problema de otimização conhecido como planejamento diário da operação de termoeletricas se encaixa neste tipo de questão. As características do *Unit Commitment* elevam a complexidade do problema devido à grande explosão combinatória referente às decisões de operações das termoeletricas. Ao analisar mais de um período, deve-se levar em conta o problema do acoplamento temporal entre as decisões de operações e os tempos mínimos de parada e partida de cada unidade geradora.

Diversas técnicas são utilizadas na tentativa de encontrar uma solução viável, de baixo custo e que seja executada em menor tempo possível. A única forma capaz de encontrar uma solução de ótimo global seria utilizando a técnica de enumeração exaustiva, porém, esta tem como principal desvantagem o tempo necessário para avaliar-se todas as possíveis combinações do problema. Nas técnicas clássicas de otimização, como gradiente descendente, o grande problema está na convergência para ótimos locais devido às características do problema. Já em técnicas mais atuais, como algoritmos evolutivos, ganha-se em tempo computacional, mas aumenta-se a complexidade de ajuste de parâmetros próprios, referentes à qualidade das soluções, além da não garantia de soluções ótimas globais.

6.1 CONCLUSÕES

A presente tese propôs uma técnica de redução do espaço de busca de soluções, baseada em heurísticas advindas de equacionamentos matemáticos que levam em conta as características dos geradores e da demanda e reserva horária. Foi proposta a formação de uma matriz de relevância denominada como MR capaz de indicar, em sua estrutura, a incidência e recorrência de unidades geradoras mais e menos relevantes para o planejamento diário da operação. A técnica proposta tem como objetivo reduzir o número de variáveis através de indicadores de relevância obtidos pela aplicação do algoritmo de lista de prioridade, de simples implementação.

A presente pesquisa se mostra atual por tratar da programação diária da operação de sistemas termoeletrônicos, que desde janeiro de 2021 se tornou principal ponto de formação do PLD, permitindo assim uma precificação mais condizente com a realidade da operação do sistema elétrico.

Utilizou-se, de forma a analisar eficiência da metodologia, um algoritmo comercial destinado à solução de problemas de programação não linear inteira mista juntamente à MR. A MR reduziu o espaço de busca analisado pelo otimizador, ao definir como constante, variáveis de decisões de operação.

Dentre as vantagens acarretadas pela utilização da metodologia destacam-se:

- 1º. Facilidade de implementação: A presente técnica tem como base o algoritmo de lista de prioridade, que possui como proposta a alocação de geradores segundo um critério de ordenação. O único parâmetro a ser definido na aplicação da técnica é o número de matrizes de decisões de operações que irão compor a MR final;
- 2º. Qualidade dos índices: Todos os índices apresentados nesta tese são difundidos e muito aplicados na solução de problemas de TUC. A ordenação de unidades geradoras ocorre levando-se em consideração características do custo de produção e da demanda de cada sistema;
- 3º. Viabilidade de soluções: A correção dos tempos mínimos de parada e partida, atendimento à reserva e demanda, entre outras, garantem que todas as soluções encontradas a partir da MR irão cumprir as restrições do TUC;
- 4º. Independência no modelo híbrido MR+MOSEK: O algoritmo desenvolvido através da aplicação do MOSEK é capaz de solucionar todos os problemas de forma direta, não sendo necessário a geração de pré-soluções, correções de violações ou algoritmos complementares. Esta vantagem traz um ganho muito importante, principalmente ao considerar no problema as redes de transmissão, que a partir do modelo DC, é capaz de encontrar soluções otimizadas sem a necessidade da execução de métodos iterativos.

Quanto aos resultados obtidos na aplicação da metodologia juntamente ao otimizador MOSEK pode-se destacar:

- 1º. Em todos os testes nos quais a metodologia desenvolvida realizou a redução do espaço de busca houve ganho de tempo se comparado à não utilização da mesma;

- 2°. A utilização das listas de prioridades híbridas foi capaz de encontrar soluções de menor custo de planejamento quando comparados à utilização singular de cada índice de formação, demonstrando a aplicabilidade da metodologia;
- 3°. Para sistemas de grande porte a utilização da redução do espaço de busca foi fator crucial para obtenção de resposta em tempo viável ao planejamento diário da operação;
- 4°. A metodologia foi capaz de solucionar, com a mesma matriz de relevância, sistemas que consideraram a rampa de geração em seu equacionamento. Tal ação só é possível devido à existência de variáveis não reduzidas, demonstrando a importância de não limitar ao máximo possível o espaço de busca;
- 5°. A metodologia foi capaz de incorporar outras fontes de geração de maneira simples, através do rearranjo da equação de demanda e reserva, sendo essa uma das únicas restrições que alteram a concepção da MR (como demonstrado nos sistemas que incorporaram fontes renováveis);
- 6°. A adição da rede de transmissão não foi fator de dificuldade para a metodologia, que obteve resultados competitivos e redução do esforço computacional para o sistema IEEE-30 barras modificado;
- 7°. Nas comparações executadas foram priorizados os sistemas que utilizaram as mesmas restrições e parâmetros dos apresentados neste trabalho, realizando de maneira justa os comparativos abordados;
- 8°. Em alguns casos o algoritmo convergiu de maneira precoce para um ponto de ótimo global, guiado pelo algoritmo de Branch and Bound e pelo relaxamento do *GAP* de otimalidade;
- 9°. É importante destacar que o relaxamento do *GAP* reduziu o esforço computacional do otimizador em todos os sistemas, porém a redução do esforço computacional também ocorreu em todos os sistemas beneficiados pela utilização dos indicadores de relevância.

6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A partir da metodologia proposta nesta tese, propõem-se para trabalhos futuros:

- Utilização de algoritmos híbridos que utilizem a MR como limitador do espaço de soluções ou como parâmetro inicial para processos iterativos/evolutivos;
- Consideração de novos índices de ordenação na formação das listas de prioridades híbridas;
- Estudo da inserção de novas restrições como: Zonas Proibitivas de Produção (ZOP), ponto de válvula, entre outros;
- Verificação dos resultados a partir de probabilidades de uso de diferentes índices de ordenação;
- Criação de novos indicadores de relevância a partir de diferentes valores de recorrência de acionamentos;
- Aplicação da técnica desenvolvida para otimização de sistemas hidrotérmicos;
- Verificação de viabilidade da MR em sistemas estocásticos de geração como geração eólica.
- Aplicar a técnica de redução de variáveis desenvolvida com as devidas modificações para realizar o Unit Commitment com redução de emissão de gases do efeito estufa.
- Investigação dos impactos da consideração da modelagem AC para as redes.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório ABRAGET 002/11: A importância da participação da geração térmica a carvão mineral, nos leilões a-5.** 2011. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/>. Acesso em: 25 maio 2023.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Quantidade de empreendimentos de geração de energia em operação.** Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/empreendimentos-em-operacao>. Acesso em: 25 maio 2023.
- ABUJARAD, S. Y. I.; MUSTAFA, M. W.; JAMIAN, J. J. Unit commitment problem solution in the presence of solar and wind power integration by an improved priority list method. In: IEEE. 2016 6th International Conference on Intelligent and Advanced Systems (ICIAS). Kuala Lumpur -Malaysia, [s.n.], 2016. p. 1-6. DOI:10.1109/ICIAS.2016.7824076.
- AYOUB, A. K.; PATTON, A. D. Optimal Thermal Generating Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-90, n. 4, p. 1752-1756, July 1971
- BALDWIN, C. J.; DALE, K. M.; DITTRICH, R. F. A Study of the Economic Shutdown of Generating Units in Daily Dispatch. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 78, n. 4, p. 1272–1282, Dec. 1959.
- BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica.** 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- BARON. **BARON Solver.** Disponível em: <https://minlp.com/baron-solver>. Acesso em 04 jun. 2023.
- BARTZ-BEIELSTEIN, Thomas *et al.* Evolutionary Algorithms. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery**, v. 4, n. 3, p. 178–195, May 2014.
- BASU, Amitabh *et al.* Complexity of branch-and-bound and cutting planes in mixed-integer optimization. **Mathematical Programming**, v. 198, n. 1, p. 787–810, Mar. 2023.
- BELLO, S. A. *et al.* Unit commitment optimisation of hydro-thermal power systems in the day-ahead electricity market. **Cogent Engineering**, v. 3, n. 1, p. 1-16, Dec. 2016.
- BHADORIA, Ashutosh; MARWAHA, Sanjay. Moth flame optimizer-based solution approach for unit commitment and generation scheduling problem of electric power system. **Journal of Computational Design and Engineering**, v. 7, n. 5, p. 668–683, Oct. 2020.

BHADORIA, A., MARWAHA, S., KAMBOJ, V.K. An optimum forceful generation scheduling and unit commitment of thermal power system using sine cosine algorithm. **Neural Computing and Applications**, v. 32, p. 2785–2814, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04598-8>

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da Geração – Fontes**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. Acesso em: 25 maio 2023a.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 25 maio 2023b.

BURNS, R. M.; GIBSON, C. A. Optimization of priority lists for a unit commitment program. In: IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting. Paper A, 1975, p. 453-456.

CACCHIANI, Valentina; D'AMBROSIO, Claudia. A branch-and-bound based heuristic algorithm for convex multi-objective MINLPs. **European Journal of Operational Research**, v. 260, n. 3, 2017.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual do Usuário – Modelo DESSEM**. v. 19.0.24.3 - Março/2022. Disponível em: https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/DESEM_ManualUsuario_v19.0.24.3.pdf. Acesso em: 25 maio 2023.

_____. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo**. Disponível em:

<<http://www.cepel.br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>>. Acesso em: 25 maio. 2023.

CHEN C. L.; WANG S. C. Branch-and-bound scheduling for thermal generating units. In: IEEE Transactions on Energy Conversion, [s.l.], vol. 8, n. 2, 1993, p. 184-189.

COHEN I.; YOSHIMURA, M. A Branch-and-Bound Algorithm for Unit Commitment. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, [s.l.], vol. PAS-102, n. 2, 1983, p. 444-451.

DAMOUSIS, I. G.; BAKIRTZIS, A. G.; DOKOPOULOS, P. S. A solution to the unit-commitment problem using integer-coded genetic algorithm. In: IEEE Transactions on Power Systems, [s.l.], v. 19, n. 2, 2004, p. 1165-1172. DOI:10.1109/TPWRS.2003.821625.

DE MARS, Patrick; O'SULLIVAN, Aidan. Reinforcement learning and A* search for the unit commitment problem. **Energy and AI**, v. 9, p. 1-10, Aug. 2022.

DE OLIVEIRA, L. M.; PANOEIRO, F. F.; SILVA JUNIOR, I. C.; OLIVEIRA L. W. Application of the sine cosine optimization algorithm for thermal unit commitment. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niterói, Brasil, p. 1-6. Maio 2018. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395633.

DE OLIVEIRA, L. M. *et al.* A hybrid algorithm for the unit commitment problem with wind uncertainty. **Electrical Engineering**, v. 104, n. 2, p. 1093–1110, Apr. 2022.

DHALIWAL, Jatinder Singh; DHILLON, J. S. Profit based unit commitment using memetic binary differential evolution algorithm. **Applied Soft Computing**, v. 81, p. 105502, Aug. 2019.

DHAWALE, D.; KAMBOJ, V. K. An Effective Solution to Unit Commitment Problem in Presence of Sustainable Energy Using Hybrid Harris Hawk's Optimizer. In: 2020 International Conference on Decision Aid Sciences and Application (DASA), [s.l.], 2020, p. 469-472.

DHAWALE, Dinesh; KAMBOJ, Vikram Kumar; ANAND, Priyanka. Optimum generation scheduling incorporating wind energy using HHO-IGWO algorithm. **Journal of Electrical Systems and Information Technology**, v. 10, n. 1, p. 1-21, 4 Jan. 2023.

DINIZ, A.L.S. **Uma estratégia de decomposição por relaxação Lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ELSAYED, Abdullah M.; MAKLAD, Ahmed M.; FARRAG, Sobhy M. A new priority list unit commitment method for large-scale power systems. In: 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), [s.l.], 2017. p.359–367.

ELSAYED, A. M.; MAKLAD A. M.; FARRAG, S. M. Three-Stage Priority List Unit Commitment for Large-Scale Power Systems Considering Ramp Rate Constraints. **IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering**, v. 44, n. 3, p. 329-342, Summer 2021. DOI: 10.1109/ICJECE.2021.3069411.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2021**: Ano base 2020. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FRANZ, Alexander; RIECK, Julia; ZIMMERMANN, Jürgen. Fix-and-optimize procedures for solving the long-term unit commitment problem with pumped storages. **Annals of Operations Research**, v. 274, n. 1–2, p. 241–265, 29 Mar. 2019.

FU, Y.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Long-Term Security-Constrained Unit Commitment: Hybrid Dantzig-Wolfe Decomposition and Subgradient Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 2093–2106, Nov. 2005.

GAO Q. *et al.*, Internally Induced Branch-and-Cut Acceleration for Unit Commitment Based on Improvement of Upper Bound. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 37, n. 3, p. 2455-2458, May 2022. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3146772.

GOVARDHAN, Manisha; ROY, Ranjit. Evolutionary computation based unit commitment using Hybrid Priority List approach. In: 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kota Kinabalu - Malaysia, 2012, p. 245-250. DOI: 10.1109/PECon.2012.6450216.

GUROBI: **Gurobi Optimizer**. Disponível em: <https://www.gurobi.com/>. Acesso em: 04 jun. 2023.

HAIYAN Z.; JINBAO J.; LINFENG Y.; RAN Q. A deterministic method for the unit commitment problem in power systems. **Computers & Operations Research**, v. 66, p. 241-247, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cor.2015.01.012>.

HARA, K.; KIMURA, M.; HONDA, N. A Method for Planning Economic Unit Commitment and Maintenance of Thermal Power Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-85, n. 5, p. 427–436, May 1966.

HOBBS, W.J. *et al.* An enhanced dynamic programming approach for unit commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 3, p. 1201–1205, Aug. 1988.

HUANG, K.Y. *et al.* A new thermal unit commitment approach using constraint logic programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 936–945, Aug. 1998.

IBM. **CPLEX Optimizer**. Disponível em: <https://www.ibm.com/es-es/analytics/cplex-optimizer>. Acesso em: 04 de jun. 2023.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>. Acesso em: 25 maio 2022.

JANG, S.H.; ROH, J.H.; KIM, W.; SHERPA, T.; KIM, J.H.; PARK, J.B. A Novel Binary Ant Colony Optimization: Application to the Unit Commitment Problem of Power Systems. **Journal of Electrical Engineering and Technology**, v. 6, n. 2, p. 174-181, 2011. DOI: <https://doi.org/10.5370/jeet.2011.6.2.174>

JOHNSON R. C. *et al.*, Large Scale Hydro-Thermal Unit Commitment-Method and Results. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-90, n. 3, p. 1373-1384, 1971.

JUSTE K. A. H.; KITA, Tanaka E.; HASEGAWA J. An evolutionary programming solution to the unit commitment problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 4, p. 1452-1459, Nov. 1999. DOI: 10.1109/59.801925.

KAZARLIS, S.A. *et al.* A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 83-93, Feb. 1996.

KERR R. H. *et al.*, Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-85, n. 5, p. 417-421, May 1966.

KIGSIRISIN S.; MIYAUCHI H. Short-Term Operational Scheduling of Unit Commitment Using Binary Alternative Moth-Flame Optimization. **IEEE Access**, v. 9, p. 12267-12281, 2021. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3051175.

KUMAR, V.; NARESH, R. Monarch butterfly optimization-based computational methodology for Unit Commitment Problem. **Electric Power Components and Systems**, v. 48, n. 19–20, p. 2181–2194, 2020.

KUN-YUAN, Huang; HONG-TZER, Yang; CHING-LIEN, Huang. A new thermal unit commitment approach using constraint logic programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 936-945, Aug. 1998. DOI: 10.1109/59.708832.

LAN, Y.; ZHAI, Q.; LIU, X.; GUAN, X. T. Robust Approximate Dynamic Programming for Large-scale Unit Commitment with Energy Storages. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, p. 1-9, Mar. 2023. DOI: 10.48550/arXiv.2303.02815

LEE F. N.; FENG Q. Multi-area unit commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 2, p. 591-599, May 1992.

LI, C. *et al.* A New Unit Commitment Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 2, p. 113-119, Feb. 1997.

LOWERY, P. Generating Unit Commitment by Dynamic Programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-85, n. 5, p. 422-426, May 1966.

MA, Haili; SHAHIDEHPOUR, S.M. Transmission-constrained unit commitment based on Benders decomposition. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 20, n. 4, p. 287-294, May 1998.

MALEKSHAH, Soheil *et al.* A zonal optimization solution to reliability security constraint unit commitment with wind uncertainty. **Computers and Electrical Engineering**, v. 99, n.10, p. 107750, Apr. 2022.

MANTAWY H. *et al.*, A new simulated annealing-based tabu search algorithm for unit commitment. In: IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation. Orlando - USA, v. 3, 1997, p. 2432-2437.

MIELE, Eric Stefan; LUDWIG, Nicole; CORSINI, Alessandro. Multi-Horizon Wind Power Forecasting Using Multi-Modal Spatio-Temporal Neural Networks. **Energies**, v. 16, n. 8, p. 1-15, 18 Apr. 2023.

MONTERO, Luis; BELLO, Antonio; RENESES, Javier. A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. **Energies** v. 15, n. 4, p. 1-40, 10 Feb. 2022.

MOSEK. **MOSEK Solver**. Disponível em: <https://www.mosek.com/>. Acesso em: 04 jun. 2023.

MOSEK. **Optimizers**. Disponível em: <https://docs.mosek.com/latest/cxxfusion/cont-optimizers.html>. Acesso em: 03 set 2023.

NICHOLSON, T. A. J. **Optimization in Industry**: Volume 1, Optimization Techniques. 1ª Ed. UK: Routledge, 2017.

NIDHI *et al.* Binary Bat Search Algorithm for Unit Commitment Problem in Power system. In: 2017 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE). Dehradun - India, 2017, p. 121-124. DOI: 10.1109/WIECON-ECE.2017.8468909.

NIKNAM, Taher; BAVAFI, Farhad; AZIZIPANAH-ABARGHOEE, Rasoul. New self-adaptive bat-inspired algorithm for unit commitment problem. **IET Science, Measurement & Technology**, v. 8, n. 6, p. 505-517, Nov. 2014.

OHISHI, T. *et al.* Comparison of two heuristic approaches to hydro unit commitment. In: 2005 IEEE Russia Power Tech. St. Petersburg - Russia, 2005, p. 1-7. DOI: 10.1109/PTC.2005.4524670.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Implantação do modelo dessem: maior eficiência e transparência ao setor**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/visao-geral>. Acesso em: 25 maio 2023.

OUYANG Z.; SHAHIDEHPOUR S. M. A hybrid artificial neural network-dynamic programming approach to unit commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 236-242, Feb. 1992.

PADHY, N. P.; Unit commitment-a bibliographical survey. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, no. 2, p. 1196-1205, May 2004, doi:10.1109/TPWRS.2003.821611.

PANG, C.K.; CHEN, H.C. Optimal short-term thermal unit commitment. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 95, n. 4, p. 1336–1346, Jul. 1976.

PANWAR, Lokesh Kumar *et al.* Binary Grey Wolf Optimizer for large scale unit commitment problem. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 38, p. 251–266, Feb. 2018.

PARKER B.J.; TANABE A.; SCHILLING M. T. H. Precisão do Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema Elétrico Brasileiro. **Nota Técnica 8001**, ELETROBRÁS, DPE/DEST-018/80, Rio de Janeiro, Mar.1980.

PREMKUMAR, M. *et al.* An efficient and reliable scheduling algorithm for unit commitment scheme in microgrid systems using enhanced mixed integer particle swarm optimizer considering uncertainties. **Energy Reports**, v. 9, p. 1029–1053, Dec. 2023.

PRZYBYLSKI, Anthony; GANDIBLEUX, Xavier. Multi-objective branch and bound. **European Journal of Operational Research**, v. 260, n. 3, p. 856–872, Aug. 2017.

Qin H.; Wei H. A quantum-inspired approximate dynamic programming algorithm for unit commitment problems considering wind power. In: 2017 IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC). SinGAPore, 2017, p. 94-98. DOI: 10.1109/ICSGSC.2017.8038556.

REDDY, K. Srikanth *et al.* Binary fireworks algorithm for profit based unit commitment (PBUC) problem. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 83, p. 270-282, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.005>.

REDDY, K Srikanth *et al.* A New Binary Variant of Sine–Cosine Algorithm: Development and Application to Solve Profit-Based Unit Commitment Problem. **Arabian Journal for Science and Engineering**, v. 43, n. 8, p. 4041–4056, 19 Aug. 2018.

REZAEI JORDEHI, Ahmad. A mixed binary-continuous particle swarm optimisation algorithm for unit commitment in microgrids considering uncertainties and emissions.

International Transactions on Electrical Energy Systems, v. 30, n. 11, 24 Nov. 2020.

SADANANDAN, N. *et al.* Impact Assessment of Wind Generation on the Operations of a Power System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-102, n. 9, p. 2905–2911, Sep. 1983.

SASAKI H. *et al.* A solution method of unit commitment by artificial neural networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 3, p. 974-981, Aug. 1992.

SENJYU, T. *et al.* A fast technique for unit commitment problem by extended priority list. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 882–888, May 2003.

SHEBLÉ, G.B. *et al.* Unit commitment by genetic algorithm with penalty methods and a comparison of Lagrangian search and genetic algorithm—economic dispatch example. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 18, n. 6, p. 339–346, Aug. 1996.

SILVA JUNIOR, Ivo Chaves *et al.* Determinação da operação de unidades térmicas para o estudo de Unit Commitment através de uma análise de sensibilidade. Sba: **Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 17, n. 3, p. 300–311, set. 2006.

SILVA JUNIOR, I.C. **Planejamento da Operação de Sistemas Termoelétricos Utilizando Análise de Sensibilidade Associada a Procedimentos Heurísticos**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SILVA JUNIOR, Ivo C. *et al.* Programming of thermoelectric generation systems based on a heuristic composition of ant colonies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 44, n. 1, p. 134–145, Jan. 2013.

SILVER, Edward A. *et al.* A tutorial on heuristic methods. **European Journal of Operational Research**, v. 5, n. 3, p. 153–162, Sep. 1980.

SIMOPOULOS, D. N.; KAVATZA, S. D.; VOURNAS C. D. Unit commitment by an enhanced simulated annealing algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 68-76, Feb. 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.860922.

SINGHAL, Prateek K.; NARESH, Ram; SHARMA, Veena. A modified binary artificial bee colony algorithm for ramp rate constrained unit commitment problem. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 25, n. 12, p. 3472-3491, 2015.

TONG, Wangyu *et al.* Hybridizing genetic algorithm with grey prediction evolution algorithm for solving unit commitment problem. **Applied Intelligence**, v. 53, [S.n.], p. 19922–19939, Mar. 2023.

TSALAVOUTIS, V.A.; VRIONIS, C.G.; TOLIS, A.I. Optimizing a unit commitment problem using an evolutionary algorithm and a plurality of priority lists. **Operational Research**, v. 21, [S.n.], p. 1-54, 2021. DOI: <https://doi-org.ez25.periodicos.capes.gov.br/10.1007/s12351-018-0442-x>.

TUNCER, Deniz; KOCUK, Burak. An MISOCP-Based Decomposition Approach for the Unit Commitment Problem with AC Power Flows. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 4, p. 3388-3400, July 2023. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3206136.

VAISAKH, K.; SRINIVAS, L.R. Evolving ant colony optimization based unit commitment. **Applied Soft Computing**, v. 11, n. 2, p. 2863–2870, Mar. 2011.

VAN ACKOOIJ, W., DANTI LOPEZ, I., FRANGIONI, A. et al. Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey. **Ann Oper Res**, v. 271, 2018. p.11–85.

VIANA, A. M. M. M. G. **Metaheuristics for the Unit Commitment Problem: The Constraint Oriented Neighbourhoods Search Strategy**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2004.

WALSH, M.P; MALLEY, M.J.O., Augmented Hopfield network for unit commitment and economic dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p.1765-1774, Nov. 1997.

WANG, Bo; LI, You; WATADA, Junzo. Re-scheduling the unit commitment problem in fuzzy environment. In: 2011 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE 2011) Taipei – Taiwan, 2011, p. 1090-1095. DOI: 10.1109/FUZZY.2011.6007313.

WANG, C.; SHAHIDEHPOUR, S.M. Effects of ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 1341–1350, Aug. 1993.

WANG, S. *et al.* Extended priority list and discrete heuristic search for multi-objective unit commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, 2018.

XIAODONG, Zhu; SHIHAO, Zhao; ZHILE, Yang; NING, Zhang; XINZHI, Xu. A parallel meta-heuristic method for solving large scale unit commitment considering the integration of new energy sectors. **Energy**, v.238, Part C, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121829>.

XIAOHUI, Yuan; BIN JI, Shuangquan Zhang; HAO TIAN, Yanhong Hou. A new approach for unit commitment problem via binary gravitational search algorithm. **Applied Soft Computing**, v. 22, p. 249-260, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2014.05.029>.

YANG, Y.; FENG, Y.; YANG, L. Multi-dimensional firefly algorithm based on local search for solving unit commitment problem. **Frontiers in Energy Research**, v.10, p. 1-17, 2023. DOI: 10.3389/fenrg.2022.1005577.

ZHAO S.; YANG Z.; ZHU X.; WANG Y. A Novel Binary Social Learning Particle Swarm Optimizer for Power System Unit Commitment. In: 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Wuhan - China, 2020, p. 1361-1365. DOI: 10.1109/EI250167.2020.9347191.

ZHU, Y.; GAO, H. Improved Binary Artificial Fish Swarm Algorithm and Fast Constraint Processing for Large Scale Unit Commitment. **IEEE Access**, v. 8, p. 152081-152092, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3015585.

APÊNDICE A – Link para matrizes de geração

Matrizes de sistemas de larga escala:

[https://docs.google.com/spreadsheets/d/1n0bwlcjGlgL5wq-](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1n0bwlcjGlgL5wq-BOFMXnwfyN5ZewlnH/edit?usp=sharing&ouid=110170860521065007663&rtpof=true&sd=true)

[BOFMXnwfyN5ZewlnH/edit?usp=sharing&ouid=110170860521065007663&rtpof=true&sd=true](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1n0bwlcjGlgL5wq-BOFMXnwfyN5ZewlnH/edit?usp=sharing&ouid=110170860521065007663&rtpof=true&sd=true)

ANEXO A

Tabela 37 – Dados de geração dos empreendimentos termoeletricos para os sistemas A, B e C.

| UTE | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--------------|---------|---------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| a | 1000 | 970 | 700 | 680 | 450 | 370 | 480 | 660 | 665 | 670 |
| b | 16,19 | 17,26 | 16,6 | 16,5 | 19,7 | 22,26 | 27,74 | 25,92 | 27,27 | 27,79 |
| c | 0,00048 | 0,00031 | 0,002 | 0,00211 | 0,00398 | 0,00712 | 0,00079 | 0,00413 | 0,00222 | 0,00173 |
| Pg_i^{max} | 455 | 455 | 130 | 130 | 162 | 80 | 85 | 55 | 55 | 55 |
| Pg_i^{min} | 150 | 150 | 20 | 20 | 25 | 20 | 25 | 10 | 10 | 10 |
| TMP_i | 8 | 8 | 5 | 5 | 6 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| TMD_i | 8 | 8 | 5 | 5 | 6 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| CP_i^q | 4500 | 5000 | 550 | 560 | 900 | 170 | 260 | 30 | 30 | 30 |
| CP_i^f | 9000 | 10000 | 1100 | 1120 | 1800 | 340 | 520 | 60 | 60 | 60 |
| $cs h_i$ | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| CI_i | 8 | 8 | -5 | -5 | -6 | -3 | -3 | -1 | -1 | -1 |

FONTE: (KAZARLIS *et al*, 1996)

Tabela 38 – Demanda e reserva horária para os sistemas A, B e C.

| Hora | Demanda (MW) | Reserva (MW) | 111 | Hora | Demanda (MW) | Reserva (MW) |
|-----------|--------------|--------------|-----|-----------|--------------|--------------|
| 1 | 700 | 70 | | 13 | 1400 | 140 |
| 2 | 750 | 75 | | 14 | 1300 | 130 |
| 3 | 850 | 85 | | 15 | 1200 | 120 |
| 4 | 950 | 95 | | 16 | 1050 | 105 |
| 5 | 1000 | 100 | | 17 | 1000 | 100 |
| 6 | 1100 | 110 | | 18 | 1100 | 110 |
| 7 | 1150 | 115 | | 19 | 1200 | 120 |
| 8 | 1200 | 120 | | 20 | 1400 | 140 |
| 9 | 1300 | 130 | | 21 | 1300 | 130 |
| 10 | 1400 | 140 | | 22 | 1100 | 110 |
| 11 | 1450 | 145 | | 23 | 900 | 90 |
| 12 | 1500 | 150 | | 24 | 800 | 80 |

FONTE: (KAZARLIS *et al*, 1996)

Tabela 39 – Rampa de geração considerada no sistema B

| UTE | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 | U6 | U7 | U8 | U9 | U10 |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| $UR_{i,k}$ e $DR_{i,k}$ | 91 | 91 | 26 | 26 | 32,4 | 16 | 17 | 11 | 11 | 11 |

Fonte: (Simopoulos et al, 2006)

Tabela 40 – Potências despachadas eólica (Eg) e solar (S) no sistema C

| Hora | Eg (MW) | S (MW) | 111 | Hora | Eg (MW) | S (MW) |
|-------------|----------------|---------------|------------|-------------|----------------|---------------|
| 1 | 146,164 | 0 | | 13 | 153,581 | 79,604 |
| 2 | 130,515 | 0 | | 14 | 139,257 | 74,16 |
| 3 | 148,15 | 0 | | 15 | 120,384 | 62,64 |
| 4 | 159,215 | 0 | | 16 | 128,33 | 45,92 |
| 5 | 152,758 | 0 | | 17 | 141,441 | 24,96 |
| 6 | 137,447 | 0 | | 18 | 156,23 | 1,28 |
| 7 | 143,393 | 0 | | 19 | 155,965 | 0 |
| 8 | 140,825 | 6,08 | | 20 | 155,904 | 0 |
| 9 | 150,843 | 33,44 | | 21 | 153,255 | 0 |
| 10 | 138,672 | 52,08 | | 22 | 159,050 | 0 |
| 11 | 137,778 | 65,84 | | 23 | 155,738 | 0 |
| 12 | 157,063 | 76,16 | | 24 | 156,897 | 0 |

Fonte: (Abujarad et al, 2016)

Tabela 41 – Dados de geração dos empreendimentos termoeletricos para o sistema D.

| UTE | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Barra | 1 | 2 | 5 | 8 | 11 | 13 | 15 | 24 | 30 |
| a | 142.73 | 230.00 | 81.136 | 81.298 | 218.33 | 87.136 | 118.82 | 128.82 | 187.36 |
| b | 10.6940 | 19.1000 | 13.3272 | 13.3538 | 18.1000 | 19.3272 | 37.8896 | 39.8896 | 49.3272 |
| c | 0.00463 | 0.00712 | 0.00876 | 0.00895 | 0.00612 | 0.01036 | 0.01433 | 0.01633 | 0.02436 |
| Pg_i^{\max} | 155 | 100 | 76 | 76 | 100 | 50 | 20 | 20 | 50 |
| Pg_i^{\min} | 54 | 25 | 15 | 15 | 25 | 10 | 4 | 4 | 10 |
| TMP_i | 5 | 4 | 3 | 3 | 4 | 3 | 1 | 1 | 3 |
| TMD_i | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| CP_i^q | 200 | 115 | 80 | 80 | 100 | 80 | 30 | 30 | 70 |
| CP_i^f | 200 | 115 | 80 | 80 | 100 | 80 | 30 | 30 | 70 |
| csh_i | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 2 | 2 | 0 | 0 |
| CI_i | 8 | 8 | -5 | -5 | -6 | -3 | -3 | -1 | -1 |

Fonte: (Ma e Shahidehpour, 1998).

Tabela 42 – Demanda e reserva para o sistema D

| Hora | Demanda (MW) | Reserva (MW) | 111 | Hora | Demanda (MW) | Reserva (MW) |
|-----------|--------------|--------------|-----|-----------|--------------|--------------|
| 1 | 355 | 17 | | 13 | 409 | 21 |
| 2 | 327 | 16 | | 14 | 400 | 20 |
| 3 | 309 | 15 | | 15 | 396 | 19 |
| 4 | 290 | 14 | | 16 | 396 | 19 |
| 5 | 281 | 14 | | 17 | 414 | 21 |
| 6 | 281 | 14 | | 18 | 455 | 22 |
| 7 | 290 | 14 | | 19 | 450 | 22 |
| 8 | 318 | 16 | | 20 | 441 | 22 |
| 9 | 364 | 18 | | 21 | 428 | 21 |
| 10 | 400 | 20 | | 22 | 418 | 21 |
| 11 | 409 | 21 | | 23 | 396 | 20 |
| 12 | 414 | 21 | | 24 | 368 | 18 |

Fonte: (Ma e Shahidehpour, 1998).

Tabela 43 - Dados da rede para o sistema IEEE-30barras com Sbase = 100MVA.

| DE | PARA | r | x | b |
|----|------|--------|--------|--------|
| 1 | 2 | 0,0192 | 0,0575 | 0,0528 |
| 1 | 3 | 0,0452 | 0,1652 | 0,0408 |
| 2 | 4 | 0,057 | 0,1737 | 0,0368 |
| 3 | 4 | 0,0132 | 0,0379 | 0,0084 |
| 2 | 5 | 0,0472 | 0,1983 | 0,0418 |
| 2 | 6 | 0,0581 | 0,1763 | 0,0374 |
| 4 | 6 | 0,0119 | 0,0414 | 0,009 |
| 5 | 7 | 0,046 | 0,116 | 0,0204 |
| 6 | 7 | 0,0267 | 0,082 | 0,017 |
| 6 | 8 | 0,012 | 0,042 | 0,009 |
| 6 | 9 | 0 | 0,208 | 0 |
| 6 | 10 | 0 | 0,556 | 0 |
| 9 | 11 | 0 | 0,208 | 0 |
| 9 | 10 | 0 | 0,11 | 0 |
| 4 | 12 | 0 | 0,256 | 0 |
| 12 | 13 | 0 | 0,14 | 0 |
| 12 | 14 | 0,1231 | 0,2559 | 0 |
| 12 | 15 | 0,0662 | 0,1304 | 0 |
| 12 | 16 | 0,0945 | 0,1987 | 0 |
| 14 | 15 | 0,221 | 0,1997 | 0 |
| 16 | 17 | 0,0524 | 0,1923 | 0 |
| 15 | 18 | 0,1073 | 0,2185 | 0 |
| 18 | 19 | 0,0639 | 0,1292 | 0 |
| 19 | 20 | 0,034 | 0,068 | 0 |
| 10 | 20 | 0,0936 | 0,209 | 0 |
| 10 | 17 | 0,0324 | 0,0845 | 0 |
| 10 | 21 | 0,0348 | 0,0749 | 0 |
| 10 | 22 | 0,0727 | 0,1499 | 0 |
| 21 | 22 | 0,0116 | 0,0236 | 0 |
| 15 | 23 | 0,1 | 0,202 | 0 |
| 22 | 24 | 0,115 | 0,179 | 0 |
| 23 | 24 | 0,132 | 0,27 | 0 |
| 24 | 25 | 0,1885 | 0,3292 | 0 |
| 25 | 26 | 0,2544 | 0,38 | 0 |
| 25 | 27 | 0,1093 | 0,2087 | 0 |
| 28 | 27 | 0 | 0,396 | 0 |
| 27 | 29 | 0,2198 | 0,4153 | 0 |
| 27 | 30 | 0,3202 | 0,6027 | 0 |
| 29 | 30 | 0,2399 | 0,4533 | 0 |
| 8 | 28 | 0,0636 | 0,2 | 0,0428 |
| 6 | 28 | 0,0169 | 0,0599 | 0,013 |

Fonte: (Ma e Shahidehpour, 1998)