

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JOÃO VICTOR GONÇALVES PANDINO DE OLIVEIRA

ESTRATÉGIAS ECONÔMICAS PARA USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS:
MODELO E ANÁLISE PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

CURITIBA

2024

JOÃO VICTOR GONÇALVES PANDINO DE OLIVEIRA

ESTRATÉGIAS ECONÔMICAS PARA USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS:
MODELO E ANÁLISE PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

CURITIBA

2024

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E
TECNOLOGIA

Oliveira, João Victor Gonçalves Pandino de

Estratégias econômicas para usinas hidrelétricas reversíveis: modelo e análise para o sistema elétrico brasileiro / João Victor Gonçalves Pandino de Oliveira. – Curitiba, 2024.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Daniel Henrique Marco Detzel

1. Usinas Hidrelétricas. 2. Sistemas Hidrotérmicos. 3. Energias renováveis. I. Universidade Federal do Paraná. II. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. III. Detzel, Daniel Henrique Marco. IV . Título.

Bibliotecário: Letícia Priscila Azevedo de Sousa CRB-9/2029



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE
RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL - 40001016021P0

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **JOÃO VICTOR GONÇALVES PANDINO DE OLIVEIRA** intitulada: **Estratégias Econômicas para Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Modelo e Análise para o Sistema Elétrico Brasileiro**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 05 de Junho de 2024.

Assinatura Eletrônica

06/06/2024 15:30:56.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

06/06/2024 21:07:56.0

ANDRÉ LUÍS MARQUES MARCATO
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA)

Assinatura Eletrônica

07/06/2024 10:00:30.0

MARCELO RODRIGUES BESSA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

11/06/2024 09:17:19.0

MAURICIO PEREIRA CANTÃO
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

RESUMO

A popularidade crescente das fontes de energia renovável, especialmente as energias renováveis variáveis (ERV), que não têm geração previsível, tem levado a discussões sobre a transição energética e o papel dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) em fornecer estabilidade e segurança ao sistema elétrico. Estudos sobre a projeção do sistema elétrico brasileiro preveem o aumento de ERV na matriz elétrica, enquanto a capacidade de armazenamento de energia aumentará pouco devido ao declínio dos projetos de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização. Isso tem levado a um debate sobre a inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) no sistema elétrico brasileiro. A UHR é um SAE que trabalha com dois reservatórios, um superior e um inferior, juntamente com turbinas reversíveis, para armazenar energia potencial gravitacional. A UHR pode ser uma alternativa ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para lidar com os desafios do aumento de ERV no sistema. O presente trabalho propõe o desenvolvimento de modelos capazes de simular a operação de uma UHR com vistas a maximizar a sua geração de receita. São desenvolvidos quatro modelos matemáticos de otimização, cada um deles contemplando um ambiente de negócio diferente para a UHR. Assim, a análise dos quatro modelos de otimização torna possível a avaliação de diferentes estratégias para integrar uma UHR no sistema interligado nacional (SIN) do ponto de vista econômico. Os modelos de otimização simulam a operação ótima da UHR, com detalhamento individual das unidades geradoras (UG), em escala horária ao longo de um mês de planejamento, proporcionando uma observação precisa do comportamento da UHR diante de cenários e ambientes de negócio possíveis. A modelagem dos problemas de otimização é feita através da linguagem de programação Python, e a solução para a otimização é dada pelo Solver CPLEX da *International Business Machines Corporation* (IBM). Na modelagem é utilizada a técnica de Programação Dinâmica (PD) integrada à Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para contornar as falhas da busca por uma solução ótima em um problema de alta complexidade, com variáveis inteiras mistas e muitos estágios. Por fim, é realizado um estudo para validação dos modelos a partir de uma usina hidrelétrica convencional (UHE), justificadamente escolhida, utilizada como referência para a caracterização das condições de contorno do problema. Ao final, pôde-se confrontar os resultados de cada modelo e comprovar a coerência dos resultados encontrados para as variáveis de decisão em cada um deles, assim como a lógica para o comportamento operacional esperado em cada modelo. São feitas comparações entre os resultados dos diferentes modelos, tendo o modelo com prestação de serviços ancilares os melhores resultados econômicos. Esse resultado é justificado a partir das características operacionais, de onde é possível extrair informações relevantes à dinâmica de uma UHR.

Palavras-chave: Usinas Hidrelétricas Reversíveis; Sistemas Hidrotérmicos de Geração; Planejamento da Operação; Pesquisa Operacional.

ABSTRACT

The growing popularity of renewable energy sources, especially variable renewable energy (VRE), which do not have predictable generation, has produced discussions about the energy transition and the role of energy storage systems (ESS) in providing stability and security to the electrical system. Studies about the projection of the Brazilian electrical system foresee an increase in VRE in the electrical matrix, while the energy storage capacity will increase little due to the decline of large reservoir hydroelectric plant projects. This has led to a debate about the inclusion of pumped hydroelectric energy storage (PHES) in the Brazilian electrical system. The PHES is an ESS that works with two reservoirs, one upper and one lower, along with reversible turbopump units, to store gravitational potential energy. The PHES can be an alternative to the national electrical system operator (ONS) to deal with the challenges of increasing VRE in the system. This work proposes the development of models capable of simulating the operation of a PHES with the aim of maximizing its revenue generation. Four mathematical optimization models are developed, each contemplating a different business environment for the PHES. Thus, the analysis of the four optimization models makes possible to evaluate different strategies to integrate a PHES into the national interconnected system (SIN) from an economic point of view. The optimization models simulate the optimal operation of the PHES, with individual detailing of the generating units (UGs), on an hourly scale over a month of planning, providing a precise observation of the behavior of the PHES in the face of possible scenarios and business environments. The modeling of the optimization problems is done through the Python programming language, and the solution for the optimization is given by the CPLEX Solver from the International Business Machines Corporation (IBM). In the modeling, the technique of Dynamic Programming (DP) integrated with Mixed Integer Linear Programming (MILP) is used to circumvent the failures of the search for an optimal solution in a problem of high complexity, with mixed integer variables and many stages. Finally, a study is carried out to validate the models from a conventional hydroelectric power plant (UHE), justifiably chosen, used as a reference for the characterization of the boundary conditions of the problem. In the end, it was possible to confront the results of each model and verify the coherence of the results found for the decision variables in each of them, as well as the logic for the expected operational behavior in each model. Comparisons are made between the results of the different models, with the model providing ancillary services having the best economic results. This result is justified from the operational characteristics, from where it is possible to extract valuable insights.

Keywords: Pumped Hydroelectric Energy Storage; Hydrothermal Generation Systems; Operation Planning; Operational Research.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo institucional do setor elétrico brasileiro	19
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional.....	21
Figura 3 – Capacidade instalada no SIN, considerando o Plano Mensal de Operação (PMO) de referência de junho de 2023	22
Figura 4 - Dilema da operação de sistemas hidrotérmicos	24
Figura 5 - Funções de custo imediato, futuro e total	25
Figura 6 - Cadeia de modelos de Planejamento de operação do SIN, desenvolvidos pelo CEPEL.....	26
Figura 7 - Representação de uma UHR em (a) modo de armazenamento e (b) modo de geração	28
Figura 8 - Eficiência típica em uma UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração	29
Figura 9 – Curvas Características (Elevação vs. Vazão) de uma Turbina Reversível Operando em Modo Bomba, com (a) Rotação Fixa e (b) Rotação Variável	32
Figura 10 – Potencial de UHRs Diárias e Semanais no Brasil	35
Figura 11 – Potencial de UHRs Anuais e Plurianuais no Brasil.....	35
Figura 12 – Fornecimento de Energia e Equilíbrio de Demanda de Kyushu, 3 de Maio de 2018	37
Figura 13 – Ilustração de uma Usina Hidrelétrica Reversível.....	44
Figura 14 – Curva Colina de uma Turbina da UHE Foz do Areia.....	47
Figura 15 – Afogamento do Canal de Fuga	48
Figura 16 – Função Nível de Montante da UHE Foz do Areia.....	49
Figura 17 – Função Nível de Jusante da UHE Foz do Areia.....	50
Figura 18 - Processos e Entidades Envolvidas na Prestação de Serviços Ancilares	59
Figura 19 – Sistema Constituído de Reservatório Único	67
Figura 20 - Sistema de uma UHR com Dois Reservatórios	69
Figura 21 - Eficiência das Turbinas Reversíveis (Máquinas) da UHR.....	79
Figura 22 - Gráfico do PLD ao Longo dos Últimos Anos.....	80
Figura 23 - Desagregação da Série Histórica de Vazão no Reservatório de Foz do Areia (Diário X Horário).....	81
Figura 24 - Generation Scaling Factor (GSF) Mensal ao Longo de 2019	82

Figura 25 – Dados de Radiação Solar no Reservatório de Foz do Areia ao Longo de 2019	83
Figura 26 – Dados de Radiação Solar no Reservatório de Foz do Areia no Dia 01/01/2019	84
Figura 27 - Valores Internacionais de O&M de Projetos Hidrelétricos Reversíveis ...	87
Figura 28 - Metodologia de Calibração do Custo de Manobras Operacionais da UHR	89
Figura 29 - Histograma e <i>Violin-Plot</i> das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 1	93
Figura 30- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 1	94
Figura 31 – Séries Temporais do Cenário 1	95
Figura 32 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	97
Figura 33 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	98
Figura 34 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	99
Figura 35 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	100
Figura 36 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócios 1	100
Figura 37 - Partidas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	101
Figura 38 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	102
Figura 39 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Otimização 1	103
Figura 40 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Otimização 1	104
Figura 41 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	105
Figura 42 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	106
Figura 43 - Histograma e <i>Violin-PLot</i> das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 2	108
Figura 44 - Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 2	109

Figura 45 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2.....	111
Figura 46 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2.....	112
Figura 47 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2.....	113
Figura 48 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	114
Figura 49 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	114
Figura 50 - Partidas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	115
Figura 51 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	115
Figura 52 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	116
Figura 53 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2.....	117
Figura 54 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	118
Figura 55 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	119
Figura 56 - Histograma e <i>Violin-PLot</i> das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 3.....	121
Figura 57- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 3.....	122
Figura 58 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3.....	124
Figura 59 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR na 1ª Semana do Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	125
Figura 60 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3.....	126
Figura 61 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3.....	126
Figura 62 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	127
Figura 63 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	128

Figura 64 - Partidas das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	128
Figura 65 - Paradas das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	129
Figura 66 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	130
Figura 67 Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	131
Figura 68 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	132
Figura 69 - Receita Total da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	133
Figura 70 - Receita da UHR com Prestação de Serviço Ancilar de Suporte de Reativos no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	134
Figura 71 - Histograma e <i>Violin-PLot</i> das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 4	136
Figura 72- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 4	136
Figura 73- Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	138
Figura 74 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	139
Figura 75 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	140
Figura 76 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	141
Figura 77 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Otimização 4	141
Figura 78 - Partidas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	142
Figura 79 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	143
Figura 80 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	144
Figura 81 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	144
Figura 82 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	145
Figura 83 - Balanço de Energia da Primeira Semana da Usina Solar no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	146

Figura 84 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 0 do Modelo de Negócio
4 147

Figura 85 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 4 do Modelo de Negócio
4 147

Figura 86 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4
..... 148

Figura 87 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4 149

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Tipos de Arranjos de UHRs e suas Características	30
Quadro 2 - Tipos de Serviços Prestados por UHRs	30
Quadro 3 – Ciclos de UHRs	31
Quadro 4 – Comparação dos Sistemas de Rotação Fixa e Variável.....	33
Quadro 5 - Modelos de Negócio Propostos para a UHR.....	53
Quadro 6 - Parâmetros e Resultados dos Modelos de Negócio 1 e 2.....	151

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Capacidade máxima de armazenamento do SIN	23
Tabela 2 - Dados da UHE G. Bento Munhoz (Foz do Areia)	78
Tabela 3 - Dados da UHR do Estudo de Caso	79
Tabela 4 - Ajuste Monetário do Preço da Energia Contratada no ACL	85
Tabela 5 - Parâmetros Comuns aos Modelos de Otimização	91
Tabela 6 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 1	92
Tabela 7 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	96
Tabela 8 - Parâmetros do Modelo de Negócio 2	107
Tabela 9 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 2	108
Tabela 10 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	110
Tabela 11 - Parâmetros do Modelo de Negócio 3	120
Tabela 12 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 3	120
Tabela 13 - Resultados do Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	123
Tabela 14 - Parâmetros do Cenário 4	135
Tabela 15 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 4	135
Tabela 16 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	137

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVOS	18
1.1.1 Objetivo Geral	18
1.1.2 Objetivos Específicos	18
2 REVISÃO DE LITERATURA	19
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	19
2.1.1 Estrutura Institucional do Setor	19
2.1.2 Sistema Interligado Nacional.....	21
2.1.3 Planejamento e Operação.....	23
2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS.....	27
2.2.1 Componentes, Tipologias e Serviços	27
2.2.1.1 Turbo-Bombas de Rotação Fixa e Variável	31
2.2.2 UHRs no Brasil	33
2.2.3 UHRs e o SIN	36
2.2.4 Aspectos Regulatórios e Comerciais.....	38
2.2.4.1 Avaliação das Oportunidades	39
2.2.4.2 Enquadramento	39
2.2.4.3 Estratégias.....	40
2.3 MODELOS ECONÔMICOS PARA UHRS.....	40
2.3.1 Custo de Serviço	41
2.3.2 Participação Direta em Mercados Competitivos	41
2.3.3 Armazenamento de energia 'atrás do medidor'	42
2.4 ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO	42
2.4.1 Programação Linear Inteira Mista	42
2.4.2 Programação Dinâmica	43
3 ANÁLISE E CONCEPÇÃO DO PROBLEMA	44
3.1 FUNÇÃO NÃO LINEAR.....	48
4 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO CONSIDERADOS	52
4.1 MODELOS DE NEGÓCIO.....	52
4.1.1 ACL	53
4.1.2 ACR (MRE) + ACL	55
4.1.3 Serviço Ancilar + ACL	58

4.1.4 Central Geradora Híbrida	63
4.2 RESTRIÇÕES	65
4.3 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS AOS PROBLEMAS.....	74
4.4 ANÁLISE DE RISCO	75
5 ESTUDO DE CASO	76
5.1 USINA ESCOLHIDA.....	77
5.2 INFORMAÇÕES TÉCNICAS DA USINA ESCOLHIDA	78
5.3 SÉRIES TEMPORAIS CONSIDERADAS NOS MODELOS	79
5.4 PARÂMETROS DE ENTRADA PARA OS MODELOS.....	84
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	91
6.1 MODELO DE NEGÓCIO 1	92
6.1.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 1	96
6.2 MODELO DE NEGÓCIO 2	107
6.2.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 2	110
6.3 MODELO DE NEGÓCIO 3	119
6.3.1 Cenário 1 do Modelo de Negócio 3	123
6.4 MODELO DE NEGÓCIO 4	134
6.4.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 4	137
6.5 DISCUSSÕES.....	149
7 CONCLUSÕES	153
REFERÊNCIAS.....	155

1 INTRODUÇÃO

Por mais que fontes de energia renovável tenham seus benefícios, sua inserção ao sistema elétrico é limitada, pois o caráter imprevisível dessas fontes, como a solar, eólica e hidrelétricas à fio d'água, dificultam o equilíbrio entre a oferta e demanda na rede elétrica (ANTAL, 2014). Por isso, a inserção dessas fontes de energia vem trazendo à tona os sistemas de armazenamento de energia em larga escala. A capacidade de armazenamento desses sistemas permite melhorar a estabilidade da rede e a implementação de fontes de energia variável (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015).

O método de armazenamento de energia por usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) tem destaque por sua maturidade tecnológica, eficiência e viabilidade econômica, tornando esse sistema o mais empregado em projetos de grande escala (BARBOUR et al., 2016). O Brasil, por suas características naturais topográficas, tem um favorável potencial para empregar esse tipo de empreendimento (BETTEGA, 2020).

As UHRs são tipicamente compostas por um reservatório superior, um reservatório inferior e uma casa de força com turbinas-bombas e geradores-motores. Quando viável, são usadas turbinas reversíveis capazes de atuar tanto turbinando como bombeando água. Esse sistema armazena a energia ao bombear a água de um reservatório inferior para um reservatório superior e a libera turbinando a água de volta ao reservatório inferior (BRANDÃO et al., 2021). Isso permite que ela desloque blocos de energia ao longo do tempo, bombeando água em períodos de baixa demanda energética para usá-la nos momentos com maior demanda.

Apesar de não ser uma tecnologia recém-descoberta, a UHR vem sendo muito citada em discussões relacionadas a transição energética dos últimos anos. Isso porque, a iminente popularidade das fontes de energia renovável encaminha um futuro de predominância dessas fontes nas matrizes elétricas. E algumas dessas fontes de energia renovável não tem previsibilidade de geração, dando origem ao nome: Energias Renováveis Variáveis (ERVs), ou Fontes Não Gerenciáveis. Segundo SANTOS (2022), apesar da inserção das ERVs nas matrizes elétricas ser desejável, elas trazem insegurança energética ao sistema, por não ter geração previsível. O papel das UHRs nessa discussão é justamente trazer maior estabilidade e segurança à operação do sistema através do armazenamento de energia.

Atualmente existem três usinas reversíveis no Brasil, porém nenhuma delas é utilizada como um sistema de armazenamento de energia, apenas como um sistema para o controle de nível de reservatórios. Por conta deste fato, o Brasil tem pouca experiência com UHR e sua aplicação nunca foi vista como interessante ao cenário do país. Isso porque a matriz elétrica brasileira é em grande parte formada por usinas hidrelétricas convencionais (UHEs), essas que, por sua vez, contam com reservatórios de regularização com grande capacidade de armazenar energia. Somado a isso, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui o Sistema Interligado Nacional (SIN) que conecta todos os subsistemas elétricos do país permitindo o intercâmbio de energia entre eles e a complementaridade dos regimes hidrológicos entre diferentes regiões de cada subsistema.

Entretanto, tal perspectiva sobre o sistema elétrico do país vem mudando. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 (EPE, 2020), projeta-se que para os próximos 10 anos haja um aumento de 30% das fontes eólica e fotovoltaica. Além disso, a capacidade de armazenamento de energia do sistema elétrico terá um aumento pouco significativo, devido ao enfraquecimento dos projetos com usinas hidrelétricas de grandes reservatórios de regularização. Essas circunstâncias são responsáveis por criar o recente debate a respeito da inserção de UHRs ao SIN.

Para trabalhar com essa problemática, nesta dissertação foram desenvolvidos modelos matemáticos para a otimização da receita de usinas reversíveis em diferentes modelos negócio. Pressupõe-se que compreendendo melhor as nuances de diferentes estratégias de operação para as reversíveis no SIN de um ponto de vista econômico, seja possível identificar os melhores caminhos para tornar projetos assim viáveis, ou até mesmo se há e quais são os motivos que os inviabilizam. Isso porque já se sabe que operacionalmente as UHR garantem confiabilidade e segurança à operação da rede.

A justificativa para estudar as UHRs como uma opção de empreendimento futuro ao SEB é que elas prestam um serviço de armazenamento de energia em larga escala, de tecnologia madura e confiável, eficiência considerável e grande potencial de aplicação às condições naturais do Brasil. São muitos os seus benefícios para o setor elétrico, como a garantia de estabilidade do sistema com o balanço da oferta e demanda de energia e para o setor de energia que passa por uma transição energética impulsionada pelo aumento do número de fontes de energia renováveis.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral é desenvolver modelos capazes de simular a operação de curto a médio prazo de uma UHR no SIN sob diferentes formas de negócio, e avaliar a melhor maneira de se inserir uma UHR ao SIN maximizando a sua receita.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar uma UHR de forma individualizada, através da implementação de um modelo que simula e otimiza a sua operação;
- Considerar as unidades geradoras da UHR de forma independente, de modo a exprimir a melhor forma da UHR atender a mais de um compromisso energético ao mesmo tempo;
- Estimar os custos de parada e partida das unidades geradoras da UHR;
- Submeter um estudo de validação do modelo para avaliar resultados;
- Comparar os resultados ótimos para diferentes cenários e serviços, avaliando os riscos e sugerindo meios de aproveitamento das UHRs.

2 REVISÃO DE LITERATURA

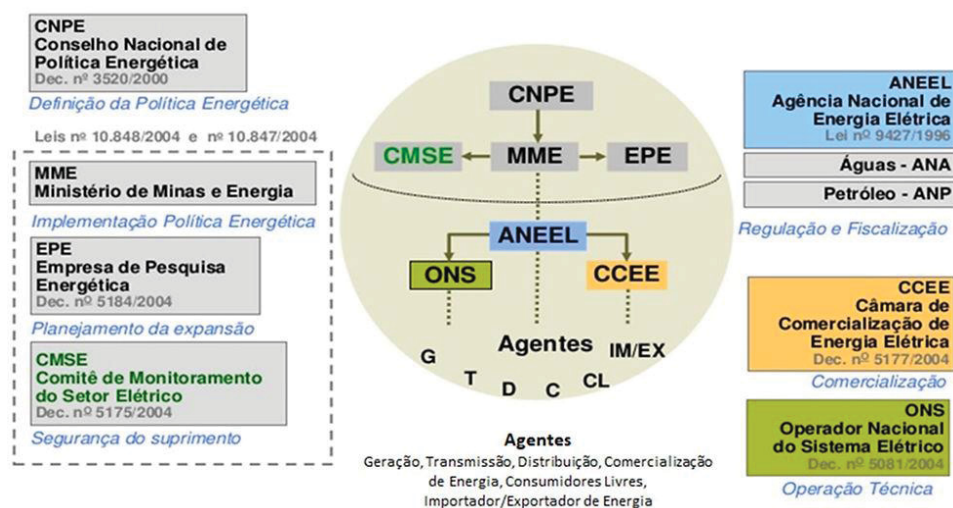
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este item faz uma breve introdução das particularidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Algumas características únicas ao setor, como sua geografia, capacidades de geração, evolução ao longo do tempo e organização institucional, são comentadas.

2.1.1 Estrutura Institucional do Setor

O modelo institucional do setor elétrico estabelece o alicerce para o funcionamento ordenado e planejado de todas as atividades relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O modelo define as atribuições de cada instituição, agente e empresa dentro do setor elétrico, tendo por objetivo promover a segurança do fornecimento de energia elétrica, cobrança justa pelos serviços prestados e modicidade tarifária, buscando fazer isso de forma eficiente e sustentável. Na Figura 1 é apresentado um esquema do modelo institucional do setor elétrico.

Figura 1 – Modelo institucional do setor elétrico brasileiro



FONTE: EPASA (2023)

O modelo institucional atual passou por diversas mudanças para chegar ao que é hoje, mais precisamente na década de 90, quando boa parte das nações também enfrentavam mudanças em seus setores de energia elétrica (SILVA, 2001). Esse momento, para o Brasil, ficou conhecido como o marco regulatório do setor elétrico brasileiro. O marco regulatório instituiu as bases de uma estrutura de mercado (NACIF, 2013), ao que até então era um modelo predominantemente estatal e centralizado.

O objetivo era promover a competitividade dentro do novo mercado de energia elétrica que se criava, a fim de atrair investimentos do setor privado. Mas esse novo cenário exigia uma estrutura organizacional que garantisse um ambiente de competitividade, movido pela desregulamentação, em um setor com características de monopólio natural que exige muita regulamentação para garantir direitos ao consumidor.

A criação desse novo ambiente, conta com características peculiares que perduram até os dias atuais. De acordo com NACIF (2013), dentre elas se destacam:

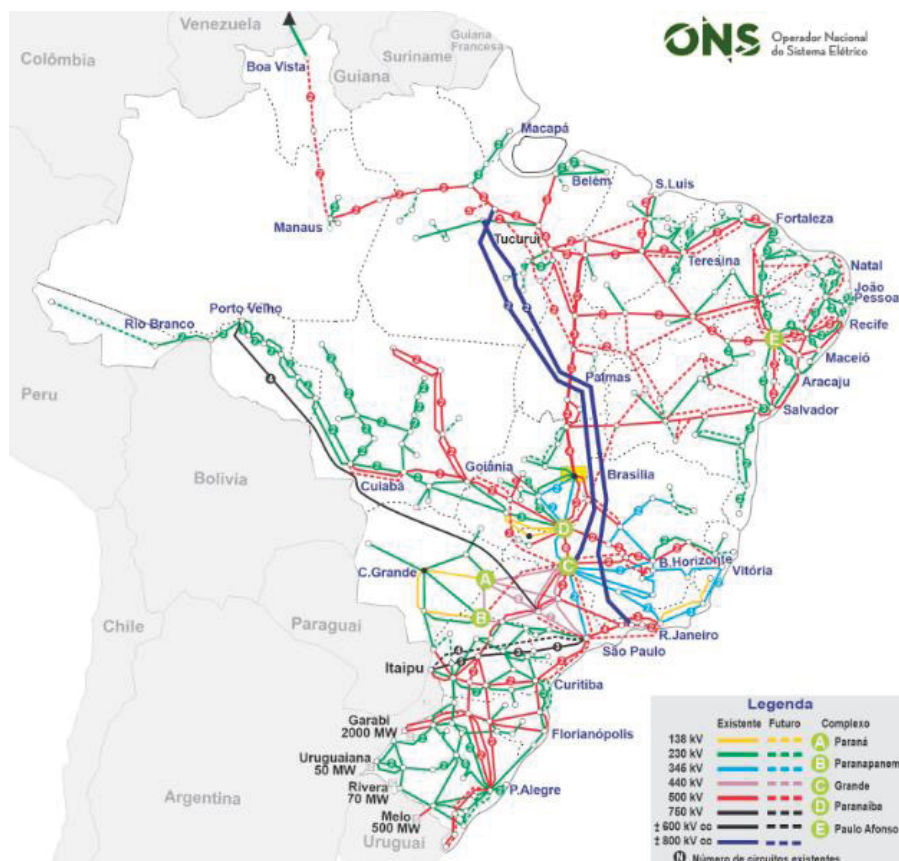
- Despacho centralizado e sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Ele é quem determina, com certa antecedência, a programação de geração das usinas de grande porte, UHEs.
- Utilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a Garantia Física (GF). Uma forma encontrada para evitar prejuízos financeiros ao gerador de energia, com vistas ao despacho centralizado de energia pelo operador, foi separar a operação da comercialização de energia. O MRE garante a operação otimizada de todo o sistema por parte do operador sem considerar aspectos comerciais. Já a GF garante ao gerador a comercialização de forma estratégica da sua energia garantida, e não fisicamente gerada.
- Uso de modelos computacionais para o planejamento da operação. Os modelos computacionais, além de auxiliarem o ONS em suas decisões a respeito do planejamento da operação, também são utilizados pela CCEE para obter o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é utilizado como referência no mercado de curto prazo.

2.1.2 Sistema Interligado Nacional

O Brasil conta com um sistema de produção e transmissão de energia elétrica hidro-termo-eólico de grande porte, composto predominantemente por usinas hidrelétricas, com múltiplos proprietários (ONS, 2023a). O Sistema Interligado Nacional (SIN) é a síntese de todo o aparato de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil, com exceção dos sistemas isolados. O sistema é subdividido em quatro subsistemas menores, são eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Os subsistemas se conectam através de uma malha de transmissão, que garante ao SIN um caráter de unidade. Isso promove a obtenção de ganhos sinérgicos, já que a conexão dos subsistemas permite o intercâmbio de energia entre eles. Essa característica explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias em cada subsistema (ONS, 2023a). A malha do SIN pode ser observada pela Figura 2.

Figura 2 – Sistema Interligado Nacional



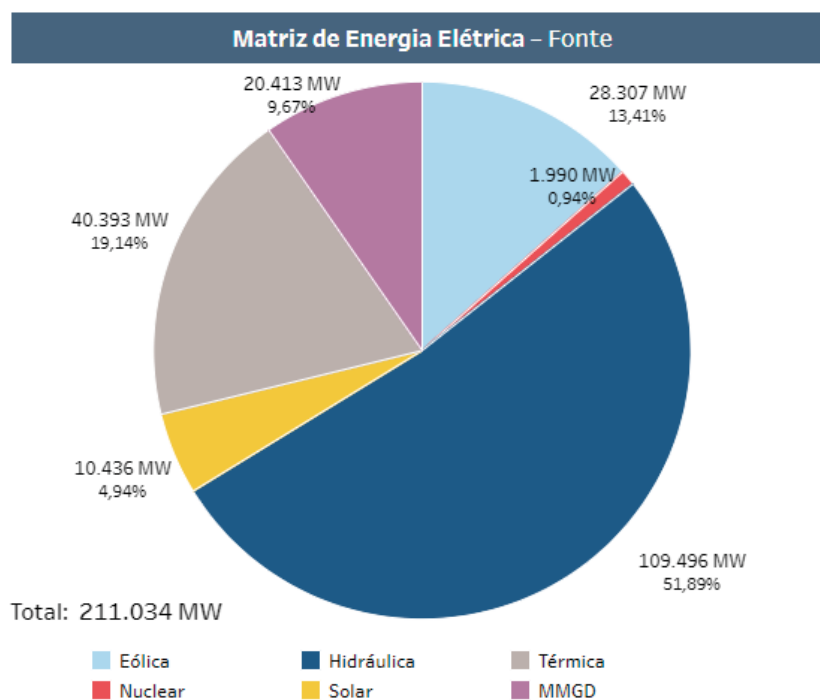
Fonte: ONS (2023)

A capacidade de geração de energia do SIN conta, principalmente, com usinas hidrelétricas distribuídas ao longo de dezesseis bacias hidrográficas. Recentemente, a geração de energia eólica vem tomando espaço dentro da matriz elétrica e se tornando vital para o atendimento a demanda do sistema. Esses empreendimentos se concentram nas regiões Nordeste e Sul.

As usinas térmicas, normalmente se localizam próximas aos locais com grande concentração de carga, coincidentes com regiões de maior desenvolvimento urbano. Essas usinas têm caráter estratégico para a operação do SIN, pois são despachadas de acordo com as condições hidrológicas, permitindo utilizar de forma conveniente a água armazenada nos reservatórios das UHEs. Fato que garante uma maior segurança ao sistema como um todo (ONS, 2023a).

A conexão de todo o sistema por meio de uma extensa malha de transmissão de energia elétrica também possibilita a integração de diferentes fontes de geração de energia para atender ao mercado consumidor (ONS, 2023a). As diferentes fontes de energia da matriz elétrica brasileira são apresentadas pelo gráfico da Figura 3.

Figura 3 – Capacidade instalada no SIN, considerando o Plano Mensal de Operação (PMO) de referência de junho de 2023



Fonte: ONS (2023)

Nota: segundo a ANEEL, MMGD é a sigla para micro e minigeração distribuída. São pequenas centrais de geração de energia elétrica que permitem ao consumidor gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada.

Como o SIN tem predominância de usinas hidrelétricas, algumas com grandes reservatórios de acumulação, surge desse fato uma característica importante do sistema que é a sua capacidade de armazenamento de energia. Na Tabela 1 é mostrada a sua capacidade de armazenamento, sendo esta a energia hidrelétrica capaz de ser produzida com base no volume útil dos reservatórios.

Tabela 1– Capacidade máxima de armazenamento do SIN

Região	Capacidade Máxima de Armazenamento MWmês	Porcentagem %
Sudeste / Centro-Oeste	204.615,328	70,06
Sul	20.459,242	7,00
Nordeste	51.691,227	17,70
Norte	15.302,397	5,24

Fonte: Adaptado ANA (2023)

O planejamento da operação que é feito pelo ONS leva em consideração questões energéticas, elétricas e econômicas para diferentes escalas de tempo e diferentes níveis de representação do sistema. Realiza-se desde a programação horária da geração em unidades geradoras de energia até o planejamento de longo prazo de sistemas equivalentes de energia. A operação centralizada por parte do ONS garante a otimização do sistema como um todo visando o mesmo objetivo, que é minimizar os custos de geração de energia elétrica, possibilitar o aproveitamento da diversidade entre regimes hidrológicos, fontes de geração e intercâmbio entre os subsistemas elétricos (BETTEGA, 2020).

A programação repassada às usinas pelo ONS, incluindo metas de produção e manobras operativas, deve ser seguida por todos os agentes. Apenas agentes com ativos que não impactam na rede estão isentos às políticas de operação centralizada do ONS (BETTEGA, 2020).

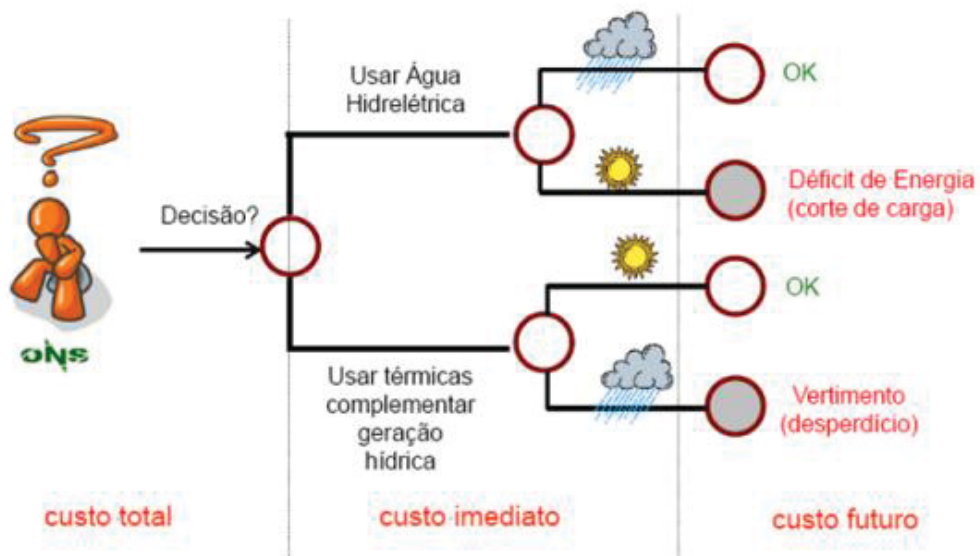
2.1.3 Planejamento e Operação

O Brasil, por suas características de dimensões continentais e matriz elétrica diversificada, apresenta uma grande complexidade operacional (GOMES, 2018). O operador do sistema é quem toma as decisões de forma centralizada relacionadas ao planejamento e operação do SIN. Seu objetivo é despachar a energia elétrica, equilibrando as parcelas produzidas por cada fonte de geração, buscando o menor

custo operacional com confiabilidade para atender a demanda sem que haja déficits (NACIF, 2013).

Por se tratar de um sistema com predominância hidrelétrica, a incerteza com relação ao armazenamento futuro de água nos reservatórios constitui o que é conhecido como dilema do operador (NACIF, 2013), representado pela Figura 4.

Figura 4 - Dilema da operação de sistemas hidrotérmicos



Fonte: Ramos (2015)

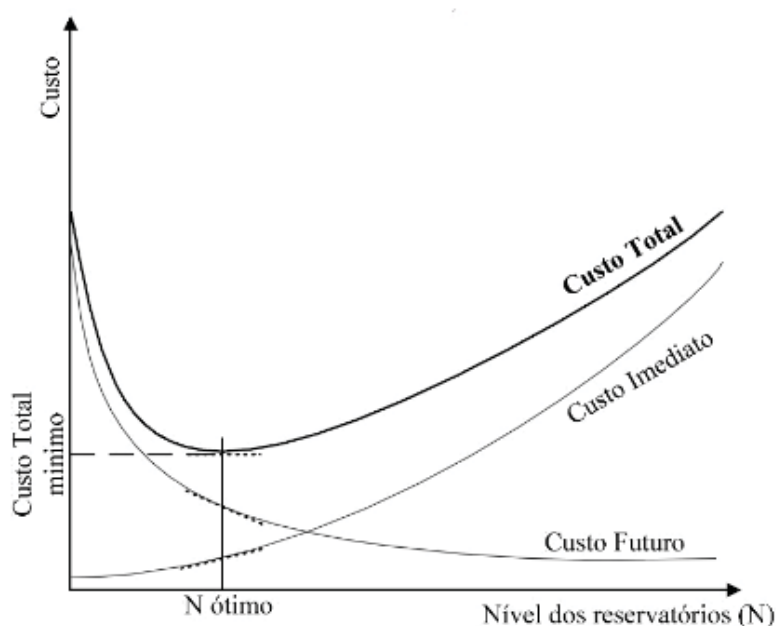
Além da incerteza de aflúências nos reservatórios das usinas, têm-se questões como as não linearidades, a configuração dinâmica, o acoplamento temporal e espacial das decisões e a incerteza quanto à demanda (PEREIRA; PINTO, 1984; NACIF, 2013).

Da decisão de despachar a energia hidrelétrica ou termelétrica, surge a relação representada pela Figura 5. A figura mostra a ligação temporal que existe entre tomar a decisão de se utilizar a água armazenada nos reservatórios, resultando em um custo imediato menor com uso de termelétricas, mas com custo futuro maior por estar com os reservatórios deplecionados no futuro. Por sua vez, a decisão de se utilizar menos água dos reservatórios traz um custo imediato maior como consequência ao uso de termelétricas, mas com um custo futuro menor por estar com os reservatórios menos deplecionados.

É importante frisar que o custo imediato de usar água dos reservatórios é zero, portanto o custo imediato mostrado na figura representa o custo de acionar as termelétricas.

Por fim, a Figura 5 mostra as funções de custo imediato, custo futuro e custo total, que é a soma dos dois anteriores, associados à utilização dos reservatórios em sistemas hidrotérmicos.

Figura 5 - Funções de custo imediato, futuro e total



Fonte: Adaptado Vallejos (2008)

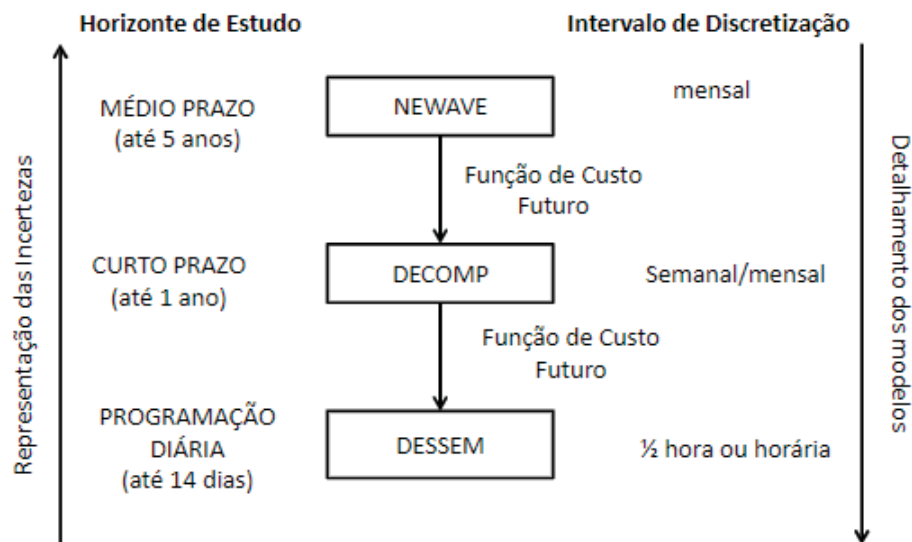
O ponto ótimo de operação é no ponto de mínimo custo total, onde a derivada da função de custo total com relação ao volume armazenado é igual a zero. Nota-se que o valor da água, um conceito bastante utilizado e muito importante, é a derivada da função de custo futuro em relação ao volume armazenado.

Convém mencionar que conforme outras fontes de geração ganham espaço no sistema e passam a representar uma parcela significativa para o atendimento à demanda, como é o caso das fontes eólica e solar nos últimos anos, as decisões relacionadas à operação do sistema precisam considerar a participação dessas como parte do problema, assim como o seu potencial de expansão no futuro.

Para tratar desse problema complexo com formulação matemática, o ONS utiliza os modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM (MACEIRA et al.,

2002). Além desses modelos citados, outros demais também são empregados pelo ONS no planejamento da operação, mas suas descrições fogem ao escopo do presente texto.

Figura 6 - Cadeia de modelos de Planejamento de operação do SIN, desenvolvidos pelo CEPEL



Fonte: Gomes (2018)

Os níveis estratégicos do planejamento da geração em sistemas se diferenciam quanto à sua complexidade e abordagem (MACEIRA et al., 2002). Realizar o planejamento de médio e longo prazos significa trabalhar com incertezas, que crescem à medida que se estende o horizonte de planejamento. Há incertezas relacionadas à demanda e à afluência de vazões, a qual tenta-se representar algumas vezes por meio de dados históricos, modelos probabilísticos e outras técnicas (GOMES, 2018).

Tomar incertezas acarreta um problema mais abrangente e, em geral, os modelos são construídos adotando simplificações com relação a representação das usinas e do sistema elétrico, criando uma visão mais geral do contexto estudado. Em estudos de curto prazo a abordagem é determinística, e a representação das usinas e do sistema tende a ser mais detalhada. O acoplamento entre modelos com diferentes horizontes de planejamento é feito por meio de funções de custo futuro, partindo do planejamento de longo e médio prazo até o planejamento de curto prazo (GOMES, 2018).

Salvo uma observação a respeito dos estudos sobre o planejamento da operação, nesses estudos diferentes critérios podem ser adotados. A seguir, dois critérios que merecem atenção:

- A minimização dos custos operativos: É um critério clássico em estudos de planejamento da operação, sendo, inclusive, o critério adotado no planejamento do sistema elétrico brasileiro (GOMES, 2018).
- A maximização dos lucros: É o critério adotado quando uma empresa deseja determinar qual a melhor estratégia individual de operação. É utilizado em estudos específicos da empresa que envolvem preços de energia (GOMES, 2018).

2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

O presente tópico procura fazer um apanhado geral das principais características das UHRs. Os assuntos a seguir serviram de embasamento para as futuras discussões que o estudo irá abordar. É importante conhecer de forma clara o objeto de estudo para então realizar as inferências desejadas ao seu respeito. Portanto, os próximos subtópicos elucidam detalhes das UHRs.

Começa-se pela Seção 2.2.1 que apresenta o princípio de funcionamento de uma UHR, seus principais componentes, tipos de arranjos possíveis e serviços prestados por cada tipo de UHR. A Seção 2.2.2 comenta sobre as aplicações e potencial da UHR no Brasil. Na Seção 2.2.3 a UHR é introduzida ao SIN e nesta etapa os possíveis relacionamentos criados da combinação de UHRs ao SIN são abordados.

A inserção de UHRs ao SIN é acompanhada por diversos desafios, entre eles prever como esse empreendimento, até então inédito ao setor elétrico brasileiro, se comportaria. Como seriam vistos sob a ótica comercial e quais as ferramentas de regulação que se aplicariam aos serviços prestados por eles. Esse é o assunto tratado dentro da Seção 2.2.4.

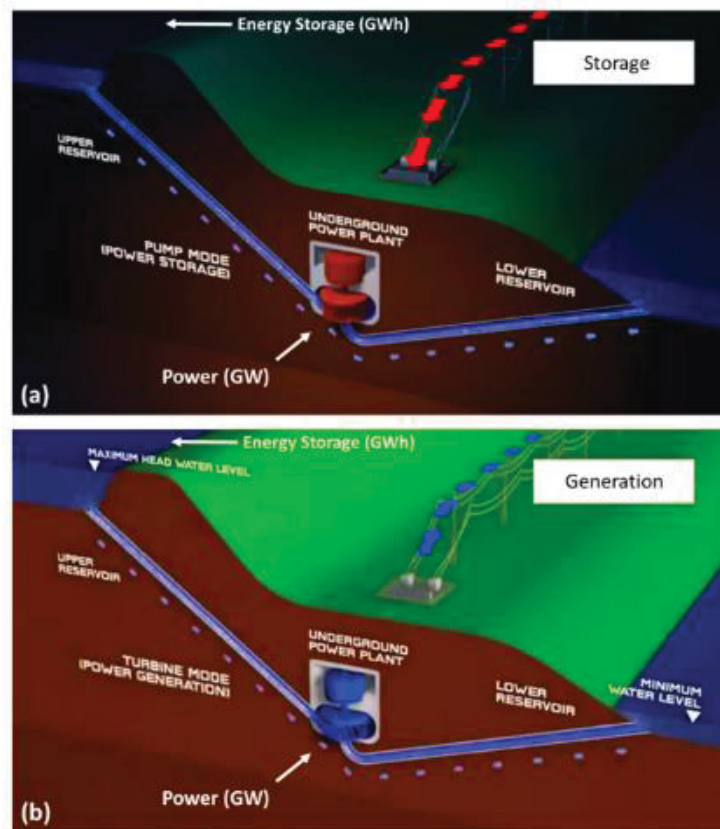
2.2.1 Componentes, Tipologias e Serviços

As usinas hidrelétricas reversíveis são soluções de armazenamento de energia que consistem em dois reservatórios de água, um conduto que conecta estes

reservatórios e uma casa de força com turbinas-bombas e geradores-motores (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

Como foi dito, as UHRs são soluções de armazenamento energético, e armazenam a energia consumindo a eletricidade da rede para bombear a água de seu reservatório inferior para um reservatório superior. Nesse processo, utiliza-se a energia potencial gravitacional da água para armazenar a energia em excesso na rede, sem um fim proveitoso naquele momento, a fim de fazer melhor uso daquela energia em outro momento. A energia é então utilizada através do processo contrário, turbinando a água armazenada no reservatório superior para o reservatório inferior. A Figura 7 exemplifica esse processo.

Figura 7 - Representação de uma UHR em (a) modo de armazenamento e (b) modo de geração



Fonte: Brandão, Castro e Hunt (2021)

A grande diferença com relação ao projeto das UHRs e de usinas hidrelétricas convencionais é a presença de bombas hidráulicas ou turbinas reversíveis utilizadas para o bombeamento de água. Todo o resto se assemelha bastante ao projeto de uma

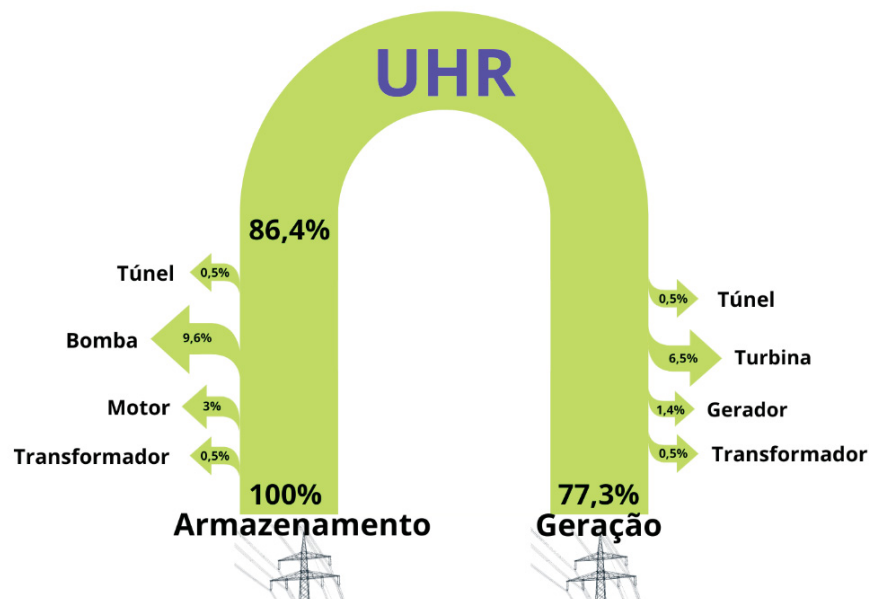
usina hidrelétrica convencional. Por esse motivo são consideradas como uma tecnologia consolidada, renovável e de baixo custo operacional (BETTEGA, 2020).

Ainda com relação às suas semelhanças com as UHEs, duas características importantes da UHR são a sua capacidade nominal de geração e a sua capacidade de armazenamento, assim como em uma UHE (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

A capacidade de armazenamento pode ser expressa em termos tanto de volume de água como de energia armazenada no reservatório superior (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

As suas eficiências típicas, para os ciclos de geração e consumo de energia podem ser observadas na Figura 8. Esses valores variam de acordo com cada projeto, e demais perdas, como, perda por evaporação, não foram consideradas no esquema.

Figura 8 - Eficiência típica em uma UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração



Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)

Os aspectos que mais diferenciam as UHRs com relação a uma usina convencional são seus arranjos, operação e serviços oferecidos ao sistema (BETTEGA, 2020). Os arranjos mais conhecidos são o de armazenamento em ciclo aberto, em ciclo fechado e o do tipo *pump-back* (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). O Quadro 1 cita as principais características de cada um dos arranjos.

Quadro 1 - Tipos de Arranjos de UHRs e suas Características

Tipos de Arranjos	Características
Ciclo Aberto	Há um fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior.
Ciclo Fechado	Possui reservatórios superior e inferior longe de uma grande fonte de água e, portanto, com uma entrada de água limitada no sistema, tem menor impacto que as de ciclo aberto, mas sua operação geralmente é limitada a ciclos de armazenamento diários ou semanais.
<i>Pump-Back</i>	A instalação da casa de máquinas na barragem do reservatório superior da UHR em um arranjo onde o reservatório inferior fica imediatamente a jusante define uma central do tipo <i>pump-back</i> .

Fonte: O autor (2023), com informações de (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021)

Pode-se dizer que o projeto de uma UHR é feito se pensando nos serviços que essa irá prover ao sistema. Os diferentes tipos de serviços prestados incluem armazenamento de energia, controle de frequência da rede, controle de potência reativa, geração de energia, gestão dos múltiplos usos da água, regularização de rios, controle de cheias e outros. O Quadro 2 mostra os principais serviços prestados pelas UHRs atualmente.

Quadro 2 - Tipos de Serviços Prestados por UHRs

Tipo de UHR	Motivação da Operação	
	Bombeamento	Geração
Ciclo Plurianual	Sobra de geração por fontes renováveis. Preços dos combustíveis fósseis mais baratos. Demanda de eletricidade abaixo da média.	Falta de geração por fontes renováveis. Preços de combustíveis fósseis caros. Demanda de eletricidade acima da média.
Ciclo Sazonal	Período úmido com muita geração hídrica. Verão com elevada geração solar. Período ventoso com elevada geração eólica. Período com baixa demanda por eletricidade	Período seco com pouca geração hídrica. Inverno com pouca geração solar. Período com poucos ventos e baixa geração eólica. Período com alta demanda por eletricidade
Ciclo Semanal	Final de semana, quando a demanda por eletricidade é menor. Dias ventosos, nos quais a geração eólica é elevada. Dias ensolarados, nos quais a geração solar é elevada.	Dias úteis, quando a demanda por eletricidade é alta. Dias com pouco vento, nos quais a geração eólica é reduzida. Dias nublados, nos quais a geração solar é baixa.
Ciclo Diário	Noite, quando a demanda é baixa. Dia com elevada geração solar.	Dia, quando a demanda é elevada. Noite, quando não há geração solar.
Ciclo Horário	Serviços ancilares envolvendo geração e bombeamento por hora (HUHR): controle de frequência, remoção de harmônicos na rede e fornecimento de energia de reserva em caso de distúrbios no fornecimento regular.	

Fonte: Brandão, Castro e Hunt (2021)

O Quadro 3 destaca as principais características construtivas das UHRs de acordo com o tipo de ciclo de armazenamento.

Quadro 3 – Ciclos de UHRs

Tipos de UHR	Características
Ciclo Plurianual/ Sazonal/ Mensal	Tendem a ser construídas em locais com alturas de queda elevadas, curtas distâncias entre os reservatórios e baixos custos unitários de instalação, em US\$/GW.
Ciclo Horário/ Diário/ Semanal	Podem ter altos custos unitários de instalação, em US\$/GW, porém apresentam baixos custos unitários de armazenamento energético, em US\$/GWh.

Fonte: O autor (2023), com informações de (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021)

2.2.1.1 Turbo-Bombas de Rotação Fixa e Variável

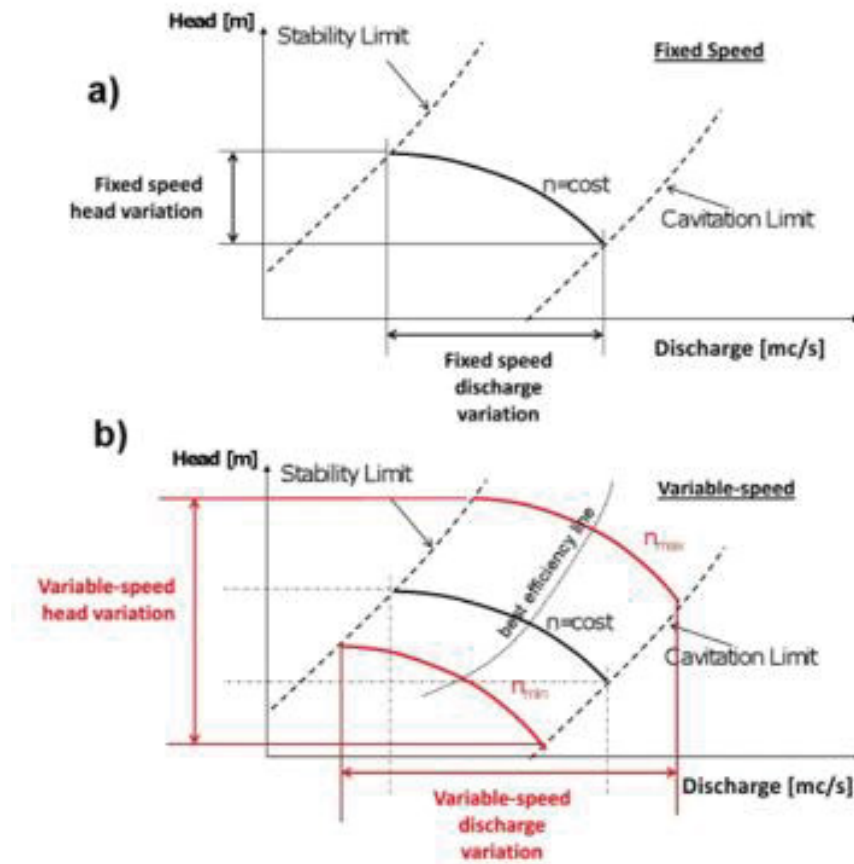
As turbo-bombas utilizadas pelas UHRs podem ter velocidade de rotação fixa ou variável. A velocidade de rotação acaba sendo um atributo que distingue esses equipamentos em dois principais grupos de tecnologias, pois os demais componentes da UHR também são afetados pelo tipo de turbina que essa emprega. Além disso, sua operação é outro ponto afetado pela escolha do tipo de turbina. A gama de serviços que uma UHR com turbina de rotação variável pode oferecer é maior, e até as manobras realizadas em cada uma podem ser diferentes para atender a um mesmo tipo de serviço. Portanto, cada conjunto tem suas particularidades, que são avaliadas para cada caso.

As turbo-bombas de rotação fixa são mais simples e usuais, mas nos últimos anos as turbo-bombas de rotação variável receberam mais espaço, principalmente por conta de sua capacidade em regular o consumo de energia no modo bombeamento, permitindo que forneçam além de serviços de carga, serviços de regulação em curto prazo no sistema (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Essa qualidade é muito significativa para um cenário onde há grande participação de fontes renováveis intermitentes.

Com a turbo-bomba de rotação variável é possível trabalhar em uma faixa maior de geração e bombeamento. Diferentemente, uma turbo-bomba de rotação fixa só opera no modo bomba dentro da sua potência nominal. Isso limita os benefícios que a UHR pode oferecer ao sistema, e a sua flexibilidade de operação (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

A Figura 9 mostra essa maior versatilidade de bombeamento da turbo-bomba de rotação variável comparada a turbo-bomba de rotação fixa.

Figura 9 – Curvas Características (Elevação vs. Vazão) de uma Turbina Reversível Operando em Modo Bomba, com (a) Rotação Fixa e (b) Rotação Variável



Fonte: Pérez-Díaz et al. (2014)

Cabe ressaltar que com as turbo-bombas de rotação variável é possível aumentar o armazenamento indireto de energia elétrica, mediante o bombeamento de água de acordo com a energia disponível na rede, com a consequente redução da necessidade de despacho térmico no sistema (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Essa característica das turbo-bombas de rotação variável torna empreendimentos com grandes variações de queda mais viáveis, pois permitem operar com faixas maiores de parâmetros operacionais, aumentando a flexibilidade operacional. As usinas com grandes variações de queda costumam ter reservatórios com pequenas áreas inundadas.

Uma comparação entre as duas tecnologias de turbo-bomba é apresentada pela Quadro 4, de acordo com (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

Quadro 4 – Comparação dos Sistemas de Rotação Fixa e Variável

	Sistema de rotação fixa	Sistema de rotação variável	Observações
Volume da barragem	Praticamente o mesmo		O sistema de rotação variável pode operar com nível menor
Volume da caverna da casa de força	100%	105%	O sistema de rotação variável precisa de mais espaço
Custo da turbina e do gerador	100%	140%	O sistema de rotação variável é mais caro por conta do rotor e do sistema de excitação
Eficiência da turbina	100%	0,5% de ganho para potência máxima e 2,5% para cargas parciais	O modo geração com rotação variável pode alcançar melhor eficiência
Faixa de operação no modo geração	50 - 100%	30 - 100%	Faixa de operação no modo geração é maior com o sistema de rotação variável
Faixa de operação no modo bombeamento	Constante	70 - 100%	Faixa de operação no modo bombeamento é ajustável com o sistema de rotação variável
Tempo de resposta entre entrada e saída (operação normal)	0 - 100% / 60s	0 - 100% / 60s	Depende da turbina
Tempo de resposta entre entrada e saída (transiente)	Impossível	20 MW / 0,1s	O sistema de rotação variável realiza um controle rápido convertendo rotação em energia

Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)

2.2.2 UHRs no Brasil

Existe uma tendência mundial em aumentar a participação de fontes de energia renovável na matriz elétrica. Essa tendência vem sendo mantida por tecnologias de geração que se popularizaram nos últimos anos devido aos seus avanços tecnológicos e redução dos custos de geração, como a geração solar e eólica, se tornando mais competitivas e atraentes.

Aliás, alguns países também adotam maneiras de incentivar a participação dessas fontes de geração em suas matrizes, como no caso do Brasil com o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) instituído em 2002. Ainda, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, estima-se que nos próximos 10 anos as fontes eólicas e fotovoltaicas crescerão 30%, enquanto as UHEs ficaram estagnadas.

Por conta das mudanças com relação à matriz elétrica e a diminuição da capacidade de regularização de reservatórios de hidrelétricas, e do que já foi dito sobre o papel das UHRs em sistemas com grande presença de fontes intermitentes, é que se estuda a possível utilização das UHRs como forma de garantir a estabilidade futura do sistema elétrico.

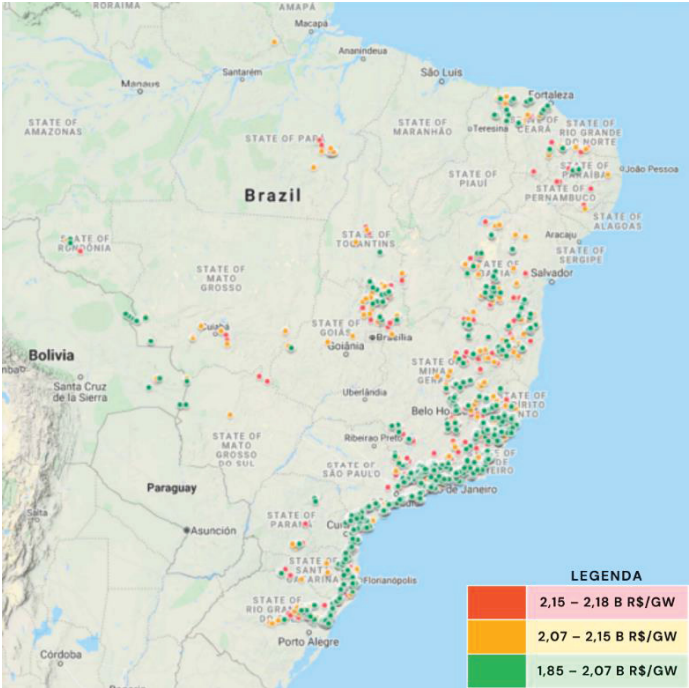
Canales et al. (2015) afirmam que a maioria dessas possíveis usinas reversíveis se instalariam nas regiões Sul-Sudeste, os centros de carga de maior consumo. Essas UHRs poderiam aproveitar o excedente de energia produzido por UHEs a fio d'água construídas na bacia Amazônica. Essa providência evitaria os possíveis impactos ambientais causados se essas UHEs tivessem reservatórios de regularização.

Entretanto, de acordo com Galhardo (2012), o principal desafio das UHRs no Brasil é a viabilidade comercial, visto que na regulamentação que rege atualmente, os ativos de geração são recompensados pela energia que o empreendimento garante entregar ao sistema.

Canales et al. (2015), por outro lado, argumentam que usinas reversíveis ou qualquer outro recurso disponível para o atendimento da ponta a um custo menor é válido, já que o ONS trabalha por ordem de mérito, minimizando o custo da operação.

Com o surgimento das discussões voltadas ao contexto da aplicação de UHRs, estudos vêm sendo realizados e determinados trabalhos vêm levantando o potencial das UHRs no Brasil, alguns deles, inclusive, apontando possíveis locais para implementação desses empreendimentos no território nacional. O projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) feito pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro é um desses. Nele um modelo computacional foi usado para encontrar locais com as melhores condições para instalação de uma UHR. A metodologia utilizada levou em consideração aspectos como topografia, rede fluvial, dados de hidrologia, custos de infraestrutura e otimização dos componentes da UHR. A Figura 10 mostra o mapa do potencial de UHRs diárias e semanais.

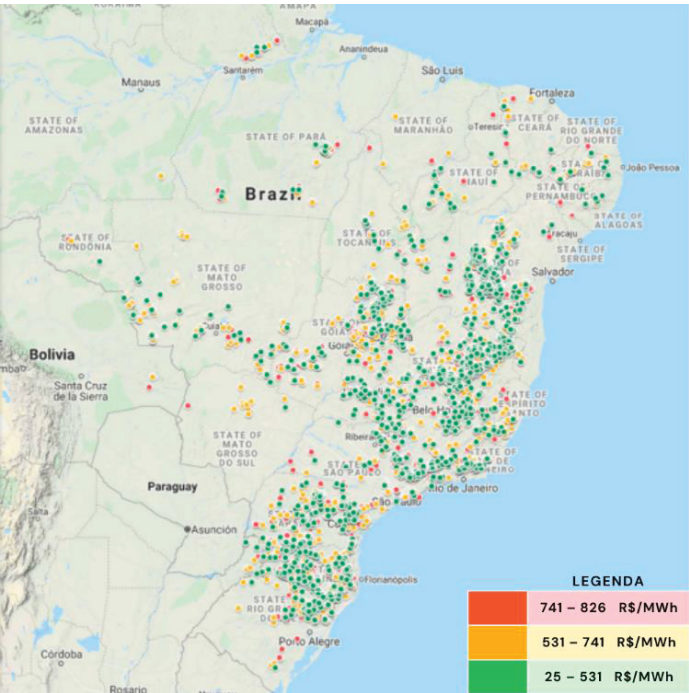
Figura 10 – Potencial de UHRs Diárias e Semanais no Brasil



Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)

A Figura 11 mostra o potencial para a aplicação de projetos de UHR com ciclos de armazenamento anuais e plurianuais.

Figura 11 – Potencial de UHRs Anuais e Plurianuais no Brasil



Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)

Nota-se que as UHRs diárias/semanais e sazonais/anuais são classificadas de forma diferente com relação aos seus custos. Enquanto as UHRs diárias/semanais são mensuradas com relação aos seus custos unitários de instalação, em R\$/GW, as UHRs sazonais/anuais são mensuradas com relação aos seus custos unitários de armazenamento energético, em R\$/MWh. Isso porque, de fato o ciclo de armazenamento indica a finalidade fundamental de uma UHR e seus custos são sensibilizados por essa finalidade.

As UHRs de ciclo horário, diário e semanal tendem a ser construídas em locais com alturas de queda elevadas, curtas distâncias entre os reservatórios e baixos custos unitários de instalação, em US\$/GW (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

Por outro lado, as usinas UHRs de ciclos mensais, sazonais e plurianuais podem ter altos custos unitários de instalação, em US\$/GW, porém apresentam baixos custos unitários de armazenamento energético, em US\$/GWh (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Por isso é mais interessante comparar cada caso de forma diferente.

2.2.3 UHRs e o SIN

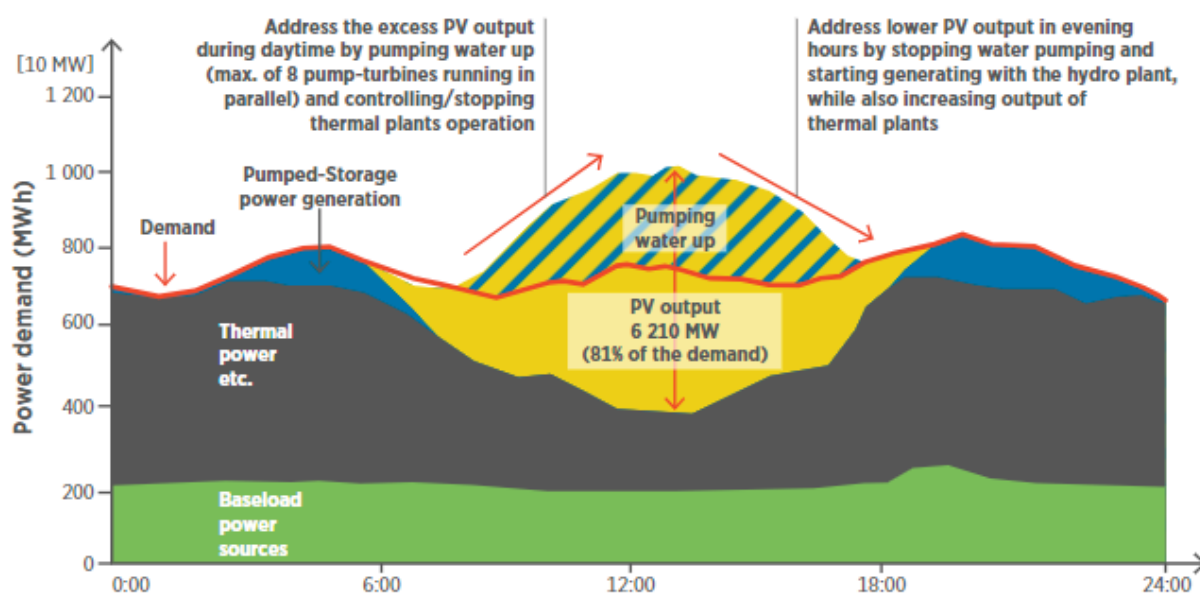
Segundo Bettega (2020), entre as décadas de 1970 e 1980 as empresas estatais tinham o propósito de preparar seus sistemas elétricos para a futura expansão de usinas hidrelétricas a fio d'água na região amazônica e usinas nucleares. Devido ao caráter de operação dessas fontes como usinas de base, o foco das discussões estava na necessidade de suplementação de potência para atender à demanda nos horários de ponta. As discussões a respeito do assunto foram perdendo importância à medida que o problema passou a ser superado com a formação do SIN, com a construção de reservatórios com capacidade de armazenamento plurianual, com o dimensionamento de usinas hidrelétricas com fator de capacidade em torno de 55%, e pela adoção de tarifas horo-sazonais de consumo.

Barbosa et al. (2016) e Schmidt, Cancelli e Pereira (2016) destacam que a capacidade atual de armazenamento de energia do sistema já daria conta de boa parte dos novos projetos de fontes renováveis, como solar e eólica, previstos para a expansão do sistema. Os resultados se mostram ainda mais promissores quando a expansão do sistema é predominantemente dada por energia solar.

Entretanto, de acordo com relatório da EPE (2020), a evolução do sistema elétrico aponta para o crescimento das necessidades relacionadas à capacidade e flexibilidade. Nessa ocasião, os atributos da fonte hidrelétrica assumem uma relevância ainda maior para a expansão e operação eficaz do sistema interligado. Aliás, sabe-se que o aumento da flexibilidade é capaz de gerar impacto positivo na eficiência do sistema de modo geral (IRENA, 2020).

Em alguns países, seus sistemas já tiram proveito da complementariedade proporcionada pela integração de diferentes fontes, como é o caso do sistema elétrico no Japão. A Figura 12 retrata essa flexibilidade para um dia com elevada geração de energia solar.

Figura 12 – Fornecimento de Energia e Equilíbrio de Demanda de Kyushu, 3 de Maio de 2018



Source: Kyushu Electric Power Company.

Note: PS = pumped storage; PV = photovoltaic.

Fonte: IRENA (2020)

Nesta situação, a UHR além de evitar o desligamento total das termelétricas ao absorver o excedente de energia solar, ainda faria o uso desse excedente posteriormente para atender aos picos de demanda.

No caso do SIN, esses e demais benefícios poderiam ser alcançados para o sistema como um todo, inclusive postergando novos investimentos em transmissão. Com o aumento iminente da participação de fontes renováveis não-despacháveis e

limitações para construção de novos reservatórios com grande capacidade de armazenamento, a UHR se apresentaria como um possível candidato à expansão do SIN.

2.2.4 Aspectos Regulatórios e Comerciais

O surgimento de empreendimentos do tipo UHR ocorreu de forma massiva em ambientes de mercado monopolistas. Segundo um levantamento apontado por Barbour et al. (2016), mais de 95% das UHR existentes no mundo foram comissionadas em estruturas de mercado com essa característica. De acordo com a EPE (2021a), o modelo empregado pela antiga estrutura de mercado monopolista remunerava o gerador por custo de serviço e isso garantia que os investimentos feitos para o desenvolvimento do setor seriam recuperados. Mas com o novo modelo desverticalizado, os investimentos passaram a ser feitos por conta em risco da participação privada.

Acontece que investir na construção de uma UHR, mesmo que indiscutivelmente proporcione inúmeros benefícios ao sistema elétrico como um todo, significa assumir um risco alto. As receitas podem ser incompatíveis com o porte e o tempo de retorno do investimento. Isso porque é uma tarefa difícil mensurar o valor dos serviços oferecidos por esse tipo de empreendimento ao sistema e como enquadrá-lo de acordo com a atual estrutura organizacional do setor elétrico.

Do ponto de vista regulatório, a amplitude dos serviços prestados pelas UHR torna difícil a sua categorização estrita como ativos exclusivamente de geração ou transmissão. Isso acarreta uma complexidade adicional ao tentar integrar essas usinas nos quadros regulatórios preexistentes. Estes quadros foram estabelecidos após o processo de desverticalização das empresas de energia, visando a separação clara entre o domínio competitivo (geração e comercialização) e o domínio economicamente regulado (transmissão e distribuição) com o objetivo de evitar possíveis distorções na concorrência (EPE, 2021a). Portanto, mesmo a UHR sendo atrativa do ponto de vista técnico e econômico em certas ocasiões, a sua participação em mercados liberalizados permanece sendo um desafio, como já mencionado por Barbour et al. (2016) e Sioshansi, Denholm e Jenkin (2012).

2.2.4.1 Avaliação das Oportunidades

Diversas características do sistema podem influenciar na decisão de empregar UHRs. Sioshansi, Denholm e Jenkin (2012) apontam algumas dessas características:

- Fontes e tecnologias presentes na matriz;
- Infraestrutura de linhas de transmissão;
- Disponibilidade e preços de combustíveis;
- Acesso a recursos naturais como vento, radiação solar e hidrologia;
- Demanda, considerando evoluções econômicas, tecnológicas e comportamentais, incluindo iniciativas relacionadas a eficiência energética, carros elétricos e resposta de demanda.

2.2.4.2 Enquadramento

A forma como os custos de investimento são recuperados passa a depender da classificação regulatória das UHR. Se são vistas como ativos de geração, onde o investimento é recuperado no mercado competitivo, ou se são vistas como ativos de transmissão, onde o investimento é recuperado por meio de modelos de custo por serviço ou receita permitida. Essa distinção apresenta um desafio significativo para os sistemas de armazenamento em geral, uma vez que possuem características que se enquadram em ambos os ambientes, como bem descreve a Nota Técnica EPE-DEE-NT-098-2019 (EPE, 2019a).

Essa dualidade na estrutura regulatória limita a exploração plena de todos os benefícios oferecidos pelas UHR ao sistema, e acaba distorcendo a atratividade da tecnologia (SIOSHANSI; DENHOLM; JENKIN, 2012). É importante salientar que, em muitos mercados competitivos, o sinal de preço frequentemente não abrange todos os benefícios proporcionados pelas UHR ao sistema. Portanto, quando o investimento é recuperado nesse ambiente, o projeto e a construção das UHR tendem a ser orientados para maximizar apenas os atributos que são financeiramente valorados (EPE, 2021a).

2.2.4.3 Estratégias

Uma alternativa para incorporar as UHR, conforme destacado por Sioshansi, Denholm e Jenkin (2012), seria implementar modelos de livre acesso, de maneira semelhante ao realizado nos Estados Unidos pela FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) para o setor de gás natural. Segundo esse modelo, a UHR ou o sistema de armazenamento de energia poderia disponibilizar sua capacidade para terceiros por meio de leilões coordenados pelo operador do sistema. Dessa maneira, a UHR teria seu investimento recuperado por meio de receitas geradas tanto no ambiente competitivo quanto no ambiente regulado, dependendo da estratégia de cada agente.

Ainda com relação as questões regulatórias e de viabilidade de projetos de UHR, o estudo (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021) ressalta que apesar das UHR representarem uma solução promissora para a expansão contínua do SIN, esses projetos são inviáveis no Brasil, uma vez que o país ainda carece de regras regulatórias que incentivem esse tipo de investimento e uma valoração adequada de todos os serviços que uma UHR pode fornecer. O estudo sugere que alternativas viáveis para concretizar projetos de UHR seriam a criação de um mercado de capacidade e contratos de longo prazo. Entre essas opções, acordos por meio de contratos de longo prazo se destacam como a alternativa mais econômica para os consumidores, visto que permitem a expansão a um custo mínimo.

Caso a integração de UHRs ao SIN seja uma vontade no futuro, algumas alterações com relação a regulamentação vigente precisarão ser adotadas. Zuculin et al. (2014) e Pinheiro (2016) sugerem a implementação de tarifas específicas para a UHR, a integração das UHRs no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a associação das UHR e com fontes renováveis em uma configuração de usina híbrida.

2.3 MODELOS ECONÔMICOS PARA UHRS

De acordo com Barbour et al. (2016), existem três categorias amplas de modelos de receita pelos quais o Armazenamento de Energia Elétrica (AEE) pode operar em um mercado de eletricidade. Um sistema de AEE em grande escala pode incorporar elementos de todas essas categorias.

Esses modelos econômicos estão classificados e serão brevemente esclarecidos.

2.3.1 Custo de Serviço

Nesse modelo de negócios, os custos acarretados são pagos de acordo com a regulamentação vigente, geralmente para cobrir os custos operacionais do projeto, e mais uma taxa de retorno previamente estabelecida sobre os custos de capital do projeto. Essa abordagem é típica para empresas monopolistas que operam em um mercado liberalizado, mas desagregado, ou em um mercado não liberalizado com pouca ou nenhuma desagregação. Embora esse modelo seja comumente empregado na infraestrutura de transmissão ou distribuição de energia em mercados liberalizados e desagregados, reguladores têm hesitado em aplicá-lo ao AEE, devido à preocupação de que o AEE também possa gerar receita na porção competitiva do mercado, com o argumento de que isso poderia criar uma vantagem injusta (Barbour et al., 2016).

Por outro lado, seria abusivo permitir que o AEE em grande escala ou o armazenamento distribuído de energia fossem utilizados como ativos de transmissão/distribuição livres de qualquer tipo de regulamentação que fizesse controle sobre eles. O desafio reside em encontrar uma estratégia de políticas que encoraje o investimento em armazenamento de energia, mas ao mesmo tempo mantenha um controle efetivo sobre seu potencial de abuso no mercado.

2.3.2 Participação Direta em Mercados Competitivos

Geralmente, as UHR geram parte da sua receita por meio da arbitragem de preços da energia elétrica, dispondo da variação horária de preços da energia elétrica em um mercado liberalizado. Dessa maneira ela faz a gestão de carga armazenando água (energia) fora dos horários de pico, quando os preços são mais baixos, e libera energia armazenada nos horários de pico, quando os preços são mais elevados. Essa participação no mercado contribui para reduzir ligeiramente a diferença de preços entre os momentos de pico e fora de pico.

Nesse contexto, a participação no mercado pode abranger a celebração de acordos de compra de energia (*Power Purchase Agreements* - PPAs) de longo prazo com outros agentes do mercado e/ou a prestação de serviços a outros agentes (ANUTA et al., 2014).

2.3.3 Armazenamento de energia 'atrás do medidor'

Nesse arranjo de negócios, o sistema de armazenamento é colocado nas proximidades de uma fonte de geração, consumidor ou usuário do sistema elétrico. Isso permite ajustar o perfil de geração ou consumo em resposta às flutuações nos preços da energia elétrica. No entanto, devido às consideráveis dimensões e à dependência de condições locais específicas, como a topografia, esse modelo de negócios é relativamente pouco utilizado pelas UHRs.

Importante ressaltar que esse modelo de remuneração normalmente requer menos alterações nos regulamentos existentes, como indicado em EPE (2021a).

2.4 ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO

Para representar problemas do mundo real, recorre-se a técnicas de modelagem. A modelagem é o ponto inicial na concepção de uma solução, consistindo, portanto, na proposição de um modelo para resolver determinado problema.

O problema do despacho de energia é uma dessas aplicações. Envolve uma série de decisões com variáveis inteiras, variáveis contínuas e vários estágios de operação.

2.4.1 Programação Linear Inteira Mista

A Programação Linear Inteira Mista (PLIM), é uma extensão da Programação Linear (PL) que permite a inclusão de variáveis de decisão inteiras e contínuas no mesmo modelo.

Borghetti et al. (2008) demonstram a eficiência da técnica de otimização PLIM em termos de precisão e esforço computacional. O estudo considera a técnica de otimização PLIM para o despacho de potência em unidades geradoras, e analisa o caso de usina reversível operando em um ambiente com variação de preços horária. Uma das desvantagens é com relação ao tamanho do problema, que afeta negativamente os critérios de desempenho.

Em Chang et al. (2001) a PLIM foi utilizada em um modelo determinado a encontrar políticas operacionais ótimas para geração de energia e para o

armazenamento de energia por bombeamento. Destaca-se que a modelagem/otimização é feita por meio de Linguagem de Programação Matemática Algébrica, ou CPLEX, que é um otimizador baseado no método simplex usando a linguagem de programação C. Essa linguagem de modelagem combinada facilita a formulação do problema.

2.4.2 Programação Dinâmica

A programação dinâmica (PD) é uma técnica algorítmica que é utilizada para resolver problemas de otimização, decompondo-os em subproblemas menores e resolvendo cada subproblema. Essa abordagem é particularmente útil quando um problema pode ser dividido em subproblemas independentes e sua solução global pode ser construída a partir das soluções desses subproblemas.

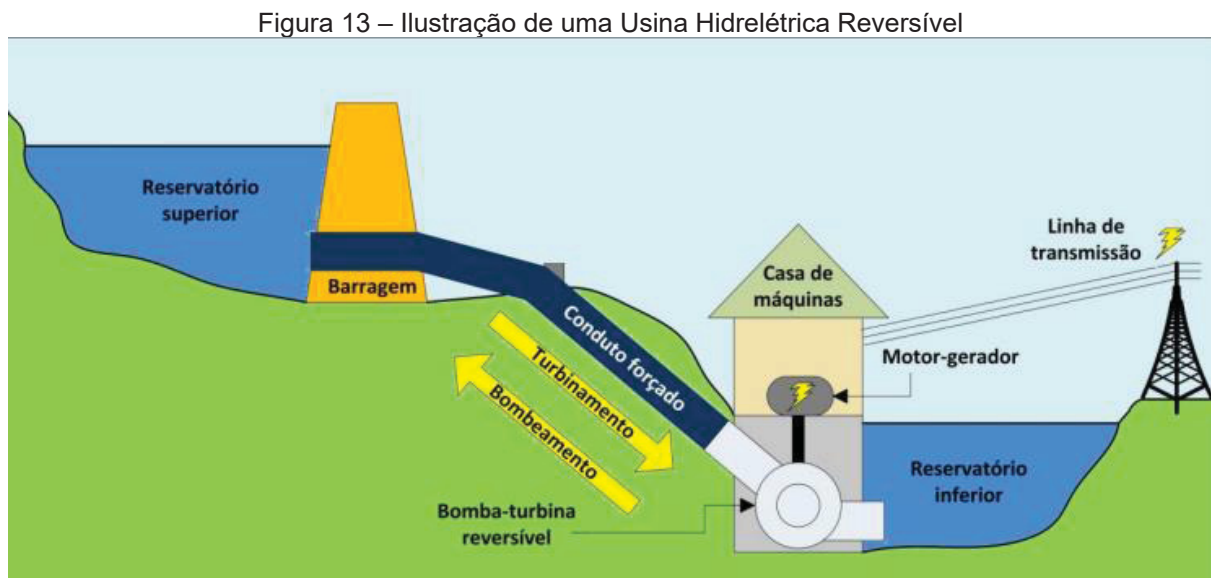
A PD aplicada a problemas de despachos energéticos utiliza uma relação recursiva chamada de Princípio de Bellman, em que a política ótima é encontrada através da política ótima de cada estado. Por meio de um processo recursivo (*backward*) parte-se do estágio final até o estágio inicial determinando a solução ótima viável (PARVEZ et al., 2019).

Diversas abordagens baseadas em PD foram desenhadas para resolver desafios relacionados à gestão de recursos hídricos e à operação otimizada de reservatórios (DIAS, 2010).

3 ANÁLISE E CONCEPÇÃO DO PROBLEMA

Nesta etapa do trabalho é formulado em termos algébricos o problema de otimização do despacho energético em uma UHR. Embora o problema seja de natureza não linear, neste trabalho, optou-se por representá-lo de forma linear, dada a sua complexidade. A justificativa para essa simplificação do problema é explicada ao final do próximo tópico.

As UHR podem ter diversas atribuições, porém a sua função fundamental é gerar eletricidade a partir da água. A UHR assim como uma UHE realiza esse processo transformando a energia potencial gravitacional da água em energia cinética e energia de pressão dinâmica através da passagem de água pelas suas turbinas. A turbina por sua vez absorve a energia cinética do fluxo de água, e a transforma em energia mecânica. Por fim, a energia mecânica é transmitida através de um eixo ao gerador que transforma em energia elétrica. No final a água segue o curso normal do rio através do canal de fuga da usina. O sistema que foi descrito e seu processo inverso realizado pela UHR, de transformar a energia elétrica da rede em energia potencial gravitacional, está ilustrado na Figura 13.



Fonte: Canales et al. (2015)

As variáveis relacionadas ao modelo que descreve o processo comentado anteriormente, são destacadas a seguir:

- v_t^s , volume do reservatório superior no instante t [hm³];
- v_t^i , volume do reservatório inferior no instante t [hm³];
- V_{MAX}^s , volume máximo do reservatório superior [hm³];
- V_{MIN}^s , volume mínimo do reservatório superior [hm³];
- V_{MAX}^i , volume máximo do reservatório inferior [hm³];
- V_{MIN}^i , volume mínimo do reservatório inferior [hm³];
- $q_{n,t}^T$, vazão turbinada pela máquina n no instante t [m³/s];
- $q_{n,t}^B$, vazão bombeada pela máquina n no instante t [m³/s];
- s_t^s , vertimento do reservatório superior da UHR no instante t [m³/s];
- s_t^i , vertimento do reservatório inferior da UHR no instante t [m³/s];
- qd_t^s , vazão defluente do reservatório superior da UHR no instante t [m³/s];
- qd_t^i , vazão defluente do reservatório inferior da UHR no instante t [m³/s];
- Φ_t , cota de montante do reservatório superior no instante t [m];
- Θ_t , cota de jusante do canal de fuga no instante t [m].

A partir da cota de montante do reservatório superior e da cota do canal de fuga da usina, define-se o valor da altura de queda bruta, Hb_t [m]:

$$Hb_t = \Phi_t - \Theta_t \quad (1)$$

E o valor da altura de queda líquida, Hl_t [m]:

$$Hl_t = \Phi_t - \Theta_t - hp_t \quad (2)$$

Onde hp_t são as perdas de carga hidráulica na usina no período t [m]. Essas perdas ocorrem principalmente devido ao atrito da água com as canalizações do tubo de adução e com o gradeado na tomada d'água, que serve de barreira para objetos indesejados. As perdas podem ser representadas de três formas:

$$hp_t = Cp_1 * Hb_t \quad (3)$$

$$hp_t = Cp_2 \quad (4)$$

$$hp_t = Cp_3 * q_t^2 \quad (5)$$

Onde Cp_1 , Cp_2 e Cp_3 são chamados de coeficientes de perdas hidráulicas da usina. A primeira expressão indica uma porcentagem da altura de queda bruta da usina, a segunda é um valor constante em metros e a terceira é em função da vazão na turbina. É adotada a segunda expressão, sempre que houver dados disponíveis, para representar as perdas de carga da usina.

A energia gerada na usina por determinada máquina n no instante de tempo t , $eG_{n,t}$ [MWh], é obtida a partir da equação (6), que tem fortes características não lineares, definida como:

$$eG_{n,t} = q_{n,t}^T \cdot C \cdot \eta_n^T \cdot \Delta t \quad (6)$$

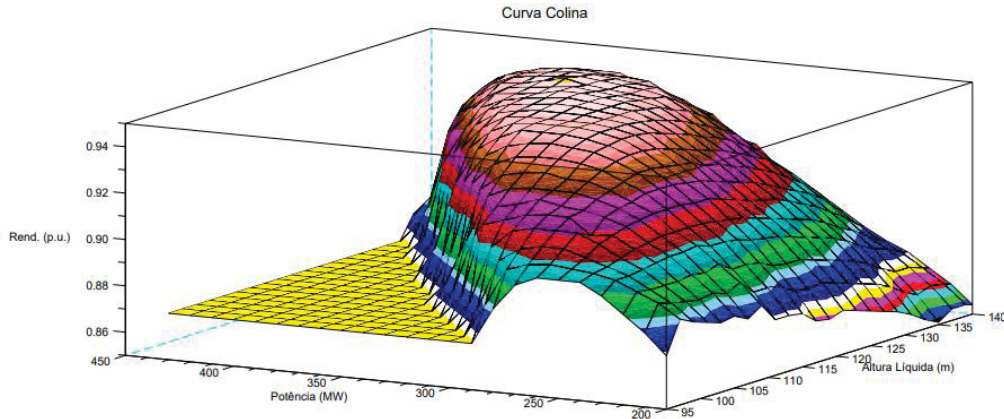
η^T é o rendimento médio do conjunto turbina/gerador, Δt é a escala de tempo usada no modelo, e C é a constante de transformação da vazão (m^3/s) em potência, (MW) obtida com a aceleração da gravidade, g , massa específica da água, ρ , e altura de queda líquida, Hl_t , através da equação (7).

$$C = \frac{g \cdot \rho \cdot Hl_t}{10^6} \quad (7)$$

As equações (6) e (7) adotam simplificações para supor que o problema é linear. A altura de queda líquida, por exemplo, utiliza a cota de montante do reservatório e a cota de jusante do canal de fuga, que são funções não lineares do volume no reservatório e da descarga da usina respectivamente. O rendimento é uma função não linear da curva-colina da turbina. A curva-colina é deduzida a partir das várias curvas de rendimento da turbina, e seu nome vem do aspecto parecido com uma colina. A Figura 14 mostra a curva-colina de uma turbina de Foz do Areia como exemplo.

Esses aspectos explicam por que a energia gerada pela usina, equação (6), é originalmente uma função não linear.

Figura 14 – Curva Colina de uma Turbina da UHE Foz do Areia



Fonte: Nacif (2013)

A dedução da energia consumida por uma máquina da UHR quando operando em modo bomba, $eC_{n,t}$ [MWh], é feita de forma análoga, sendo dada a partir da equação (8). A constante de transformação, C , é a mesma da equação (7).

$$eC_{n,t} = q_{n,t}^B \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \cdot \Delta t \quad (8)$$

É importante destacar que o volume do reservatório utilizado para calcular a cota de montante é feito considerando a média entre os volumes de início e fim do período, ou seja, o volume médio $vMED_t^s$ [hm³]:

$$vMED_t^s = \frac{v_{t-1}^s - v_t^s}{2} \quad (9)$$

Assim, a energia gerada pela usina pode ser expressa por:

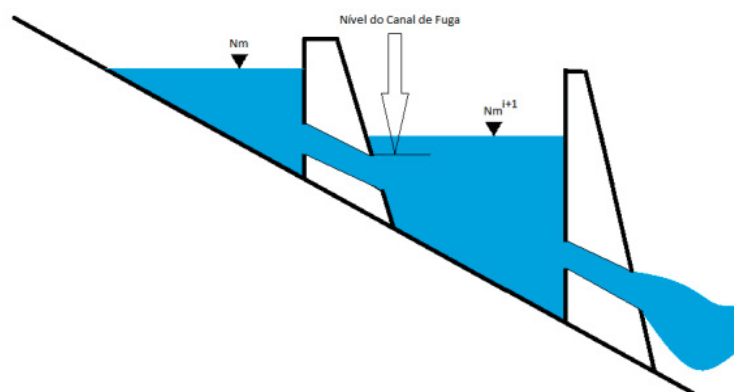
$$eG_{n,t} = C \cdot [\Phi(vMED_t^s) - \Theta(qd_t^s \cdot \Delta t) - Hp_t] \cdot q_{n,t}^T \cdot \Delta t \quad (10)$$

Para usinas afogadas por um reservatório a jusante, a cota jusante θ_t se torna uma função da descarga da usina e do nível do reservatório a jusante (Figura 15). Desta maneira, vários polinômios são determinados para diferentes cotas do reservatório a jusante através de modelos hidráulicos. Essa condição é presente no

caso de uma UHR do tipo *pump-back* em que o canal de fuga trabalha afogado pelo reservatório inferior da usina.

Neste tipo de situação as decisões de planejamento da operação devem ser pensadas levando isso em conta, mas como foi definido que a altura de queda líquida é constante, essa condição não afetará nos cálculos.

Figura 15 – Afogamento do Canal de Fuga



Fonte: Nacif (2013)

3.1 FUNÇÃO NÃO LINEAR

Como já destacado no tópico anterior, as funções de geração e consumo hidráulicas são funções não lineares e, apesar de se adotar no trabalho a simplificação para um problema linear, é importante destacar as relações não lineares, suas características e a justificativa de estudar o problema como sendo linear.

Em parte, a não linearidade está relacionada à altura de queda utilizada nas funções de geração e consumo hidráulicas. A altura de queda sofre variação ao longo do tempo, sendo definida pelas cotas de montante e de jusante da usina. A cota de montante é o nível da água no reservatório superior, medido em metros com relação ao nível do mar. É uma função geralmente não linear do volume armazenado no reservatório. De acordo com Nacif (2013), a expressão geral que calcula a cota em função do volume é a dada pela equação (11).

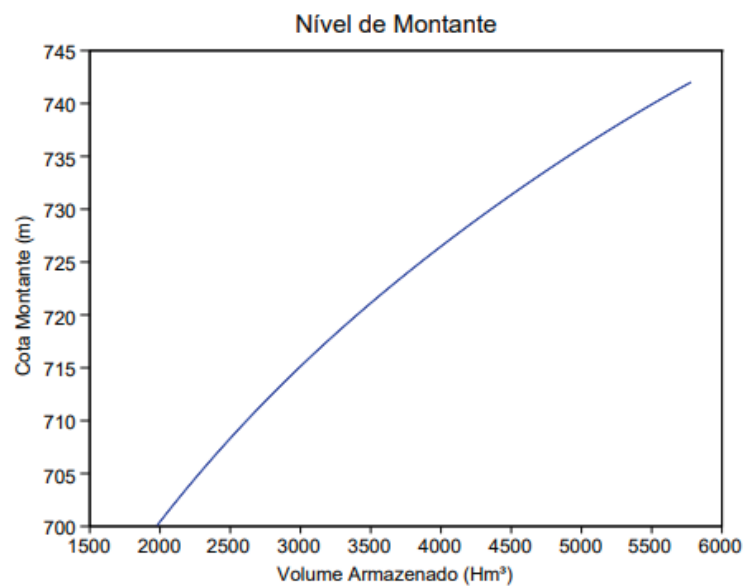
$$\Phi(v) = \sum_{i=0}^n B_i * v^n \quad (11)$$

Onde:

- Φ , nível de montante da usina (cota), medido em metros com relação ao nível do mar [m];
- B_i , coeficientes do polinômio;
- v , volume armazenado no reservatório [hm^3].

A Figura 16 exemplifica a função plotada de um reservatório.

Figura 16 – Função Nível de Montante da UHE Foz do Areia



Fonte: Nacif (2013)

A cota de jusante é o nível da água logo após a saída do canal de fuga da usina, medido em metros em relação ao nível do mar. É uma função da vazão defluente ou turbinada da usina e possui como expressão geral a equação (12) (NACIF, 2013).

Como já mencionado, com o afogamento do canal de fuga por um reservatório situado imediatamente a jusante, o nível de jusante passa a ser uma função da vazão

defluente e do nível de montante do reservatório a jusante, ou reservatório inferior no caso de uma UHR.

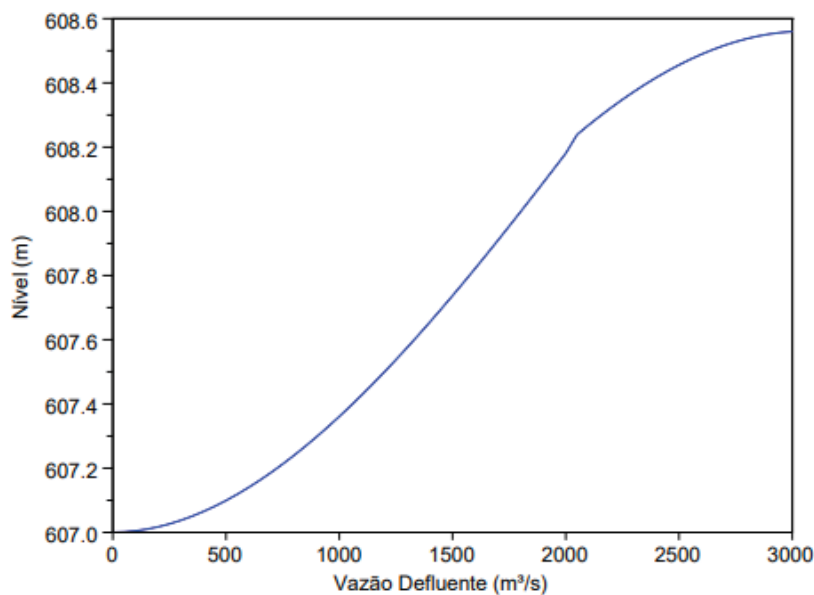
A Figura 17 exemplifica uma curva de nível de jusante de um reservatório.

$$\theta(q) = \sum_{i=0}^n B_i * qd^n \quad (12)$$

Onde:

- θ , nível de jusante da usina (cota), medido em metros com relação ao nível do mar;
- B_i , coeficientes do polinômio;
- qd , vazão defluente [m^3/s].

Figura 17 – Função Nível de Jusante da UHE Foz do Areia



Fonte: Nacif (2013)

O processo para definir as cotas de montante e jusante é feito de forma empírica, através da interpolação das curvas do projeto básico da usina. No caso brasileiro, as funções de cota de montante e jusante têm sido representadas por meio de polinômios de quarta ordem (MADERA, 2013).

O fato de o trabalho empregar uma discretização horária diminui a importância dada ao comportamento não linear em razão da altura de queda. De onde se admite funções lineares para a geração e o consumo de energia da usina.

4 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO CONSIDERADOS

A otimização de uma usina se concentra na busca do melhor uso possível de seus recursos disponíveis. Para o caso de uma UHR, e até mesmo para uma UHE, isso envolve a análise de uma série de fatores, incluindo a disponibilidade de água, as características técnicas da usina e algumas restrições com relação a operação. Nessa etapa do trabalho são desenvolvidos modelos matemáticos capazes de representar a operação simplificada de uma UHR no SIN. Quatro modelos de negócio são propostos com a intenção de analisar o comportamento operacional da usina sob uma perspectiva realista de sua aplicação ao SIN/SEB.

A modelagem leva em consideração a individualização de máquinas para o despacho energético da UHR, visto que modelar o problema considerando a individualização de máquinas permite avaliar melhor a forma como a UHR atende aos seus compromissos energéticos. É possível ainda explorar a aplicação de máquinas distintas trabalhando em conjunto, de modo que se pode analisar composições do tipo turbina-bomba, turbinas reversíveis e a combinação dos dois. O ponto negativo é que essa representação detalhada feita pelo modelo tem um custo computacional maior.

Até mesmo se partidas e paradas feitas na usina tiverem algum peso sobre a análise em questão, tratar dessa condição que é um aspecto das unidades geradoras da usina e não dela como um todo, torna o modelo mais preciso. Portanto, é um critério adotado nos modelos de matemáticos desenvolvidos.

4.1 MODELOS DE NEGÓCIO

Com base na experiência internacional, existem diferentes modelos de negócio pelos quais empreendimentos de Armazenamento de Energia Elétrica (AEE) comumente operam em mercados de eletricidade. Portanto, sob o contexto do setor elétrico brasileiro, quatro modelos de negócio são analisados. Em todos eles há a participação da usina em um mercado com liberdade de comercialização, Ambiente de Contratação Livre (ACL), e em um mercado onde é possível praticar a arbitragem dos preços de energia elétrica, Mercado de Curto Prazo (MCP).

O primeiro modelo de negócio trata da comercialização da energia gerada pela usina exclusivamente no ACL e no MCP. O segundo modelo de negócio

considera o ACL, o MCP e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), que inclui o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O terceiro modelo de negócio tem como forma de receita a oferta de serviços ancilares de suporte de reativos ao operador do sistema elétrico, além da participação no ACL e no MCP. O quarto e último modelo de negócio é a combinação da UHR com uma usina solar na configuração de Central Geradora Híbrida (UGH), que comercializa a energia através do ACL e do MCP.

Em todos eles há a presença do MCP, onde as diferenças entre o montante contratado e a energia efetivamente entregue são liquidadas. Para a valoração dos montantes liquidados no MCP é utilizado o PLD, apurado pela CCEE, por submercado. O cálculo do PLD é baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), que é o custo para produzir o próximo MWh necessário. Ou seja, o CMO representa o custo de geração da usina marginal para atender ao incremento marginal de carga. O CMO é derivado dos modelos matemáticos que o ONS também utiliza para definir a programação da operação do sistema (CCEE, 2023a).

O PLD é calculado diariamente pela CCEE para cada hora do dia subsequente. Este cálculo considera os limites máximos (horário e estrutural) e mínimo em vigor para cada período de apuração e submercado (CCEE, 2024a).

O quadro 5 apresenta os quatro modelos de negócio criados a partir da UHR para avaliar sua viabilidade econômica e operacional.

Quadro 5 - Modelos de Negócio Propostos para a UHR

1	ACL + MCP
2	ACR (MRE) + ACL + MCP
3	Serviço Ancilar + ACL + MCP
4	UGH + ACL + MCP

Fonte: Autor (2023)

4.1.1 ACL

O mercado de energia elétrica do Brasil opera sob um sistema parcialmente regulado e é dividido em dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), comumente chamado de mercado livre, e o Ambiente de

Contratação Regulado (ACR), também intitulado mercado cativo. No mercado livre vigoram os contratos entre consumidores, empresas de geração e empresas de comercialização de energia elétrica, que são estabelecidos de forma flexível e livre. Os consumidores que não têm acesso ao mercado livre recebem fornecimento de eletricidade de acordo com a área de concessão de empresas de distribuição de energia elétrica, o que caracteriza um mercado regulado e cativo (ANEEL, 2023).

As premissas adotadas para a formulação do modelo matemático considerando a comercialização da UHR no ACL são apresentadas:

- É considerada a operação da UHR no ACL e no MCP apenas;
- Os contratos celebrados no ACL deverão ser liquidados no MCP (exposição ao PLD);
- Sempre haverá oferta e demanda de energia por parte da rede, de acordo com o PLD para o período analisado;
- Não estão incluídos no modelo o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST);
- A altura de queda líquida dos reservatórios é constante. O problema é tratado como um problema linear;
- As perdas por evaporação, infiltração e vazões incrementais dos reservatórios são desconsideradas.

No ACL a receita da UHR é obtida através da equação (13).

$$Receita^{ACL} = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [(ge_{n,t}^{ACL} - M_t^{ACL}) \Delta t \cdot PLD_t + M_t^{ACL} \cdot P_t^{ACL} \cdot \Delta t - ce_{n,t}^{spot} \cdot \Delta t \cdot PLD_t - (ge_{n,t}^{ACL} + ce_{n,t}^{spot}) \Delta t \cdot C^{O\&M} - ist_{n,t} \cdot C^{st} - ioff_{n,t} \cdot C^{off}] \quad (13)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$ce_{n,t}^{spot} = q_{n,t}^B \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \quad (14)$$

$$ge_{n,t}^{ACL} = q_{n,t}^T \cdot C \cdot \eta_n^T \quad (15)$$

Onde:

- $Receita^{ACL}$, receita total gerada [R\$];
- $ge_{n,t}^{ACL}$, potência gerada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao contrato no ACL [MW];
- $q_{n,t}^T$, vazão total turbinada pela máquina n no instante de tempo t [m³/s];
- $ce_{n,t}^{spot}$, potência de consumida pela máquina n no instante de tempo t através do MCP [MW];
- $q_{n,t}^B$, vazão total bombeada pela máquina n no instante de tempo t [m³/s];
- M_t^{ACL} , montante contratado no ACL [MWmédio];
- P_t^{ACL} , preço da energia no ACL [R\$/MWh];
- PLD_t , preço de liquidação das diferenças no MCP [R\$/MWh];
- $C^{O\&M}$, custo de O&M [R\$/MWh];
- C^{st} , custo de partida [R\$];
- C^{off} , custo de parada [R\$];
- $ist_{n,t}$, partida da máquina n no instante de tempo t [0,1];
- $ioff_{n,t}$, parada da máquina n no instante de tempo t [0,1];
- Δt , escala de tempo do modelo [horas].

4.1.2 ACR (MRE) + ACL

No mercado cativo, ou regulado, a energia é comercializada através de leilões organizados pela CCEE sob delegação da ANEEL entre empresas de distribuição de energia elétrica (comprador) e os geradores de energia. Uma característica relevante a respeito do ACR é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE é um mecanismo financeiro, criado pelo Decreto Nº2.655/1998, para possibilitar a mitigação do risco hidrológico entre os agentes geradores. Portanto, ele assegura que todos os empreendimentos participantes do ACR recebam o montante energético proporcional a sua garantia física em relação à geração hidráulica total das usinas participantes do mecanismo.

De forma resumida, o desempenho do sistema hidrelétrico como um todo pode afetar positivamente ou negativamente uma determinada usina que compõe o MRE. As premissas adotadas para a formulação do modelo matemático que considera

a comercialização da UHR no mercado livre e no mercado regulado, incluindo o MRE são:

- É considerada a operação da UHR no ACL, no ACR e no MCP;
- Os contratos celebrados no ACL e ACR deverão ser liquidados no MCP (exposição ao PLD);
- Sempre haverá oferta e demanda de energia por parte da rede, de acordo com preços do mercado de curto prazo para o período analisado;
- A energia gerada no ACR é uma variável de decisão otimizada independente das ordens de despacho centralizado, mas que segue as regras de comercialização do ACR e das cotas de garantia física asseguradas. O que se deseja encontrar é o resultado ótimo de receita da UHR no ACR;
- A cota da garantia física no ACR, é calculada em função da vazão natural afluente do reservatório e da capacidade de geração da usina;
- Considera-se o $GSF_{mês}$ médio apurado mensalmente para compensação financeira do MRE;
- O desempenho da UHR não afeta nos cálculos do GSF;
- Não estão incluídos no modelo o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST);
- A altura de queda líquida dos reservatórios é constante. O problema é tratado como um problema linear;
- As perdas por evaporação, infiltração e vazões incrementais dos reservatórios são desconsideradas.

A receita da UHR no modelo de negócio que considera a participação no ACL e ACR, fazendo parte do MRE, é obtida através da equação (16).

$$\begin{aligned}
 Receita_t^{ACR+ACL} = & \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \{ [(GF_{física}^{UHR} \cdot GSF_t) - M_t^{ACR}] \Delta t \cdot PLD_t \\
 & + [ge_{n,t}^{ACR} - (GF_{física}^{UHR} \cdot GSF_t)] \Delta t \cdot TEO_t + (M_t^{ACR} \cdot P_t^{ACR} \cdot \Delta t) \\
 & + (ge_{n,t}^{ACL} - M_t^{ACL}) \Delta t \cdot PLD_t + M_t^{ACL} \cdot P_t^{ACL} \cdot \Delta t - PLD_t \cdot ce_{n,t}^{spot} \cdot \Delta t \\
 & - (ge_{n,t}^{total} + ce_{n,t}^{spot}) \Delta t \cdot C^{O\&M} - ist_{n,t} \cdot C^{st} - ioff_{n,t} \cdot C^{off} \}
 \end{aligned} \tag{16}$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$ge_{n,t}^{ACR} = q_{n,t}^{ACR} \cdot C \cdot \eta_n^T \quad (17)$$

$$ge_{n,t}^{ACL} = q_{n,t}^{ACL} \cdot C \cdot \eta_n^T \quad (18)$$

$$q_{n,t}^T = q_{n,t}^{ACR} + q_{n,t}^{ACL} \quad (19)$$

$$ge_{n,t}^{total} = ge_{n,t}^{ACR} + ge_{n,t}^{ACL} \quad (20)$$

$$ce_{n,t}^{spot} = q_{n,t}^B \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \quad (21)$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^{ACR} \geq As_t^{ACR} \quad (22)$$

$$q_{n,t}^{ACR} \leq Q_{MAX}^{ACR} \quad (23)$$

Usando as notações do item anterior, tem-se que:

- $Receita_t^{ACR+ACL}$, receita total gerada [R\$];
- $ge_{n,t}^{ACR}$, potência gerada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao contrato no ACR [MW];
- $q_{n,t}^{ACR}$, vazão turbinada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao contrato no ACR [m³/s];
- $q_{n,t}^{ACL}$, vazão turbinada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao contrato no ACL [m³/s];
- $ge_{n,t}^{total}$, potência total gerada pela máquina n no instante de tempo t [MW];
- M_t^{ACR} , montante contratado no ACR [MWmédio];
- P_t^{ACR} , preço da energia no ACR [R\$/MWh];
- TEO_t , tarifa de energia de otimização [R\$/MWh];
- GSF_t , generation scaling factor [decimal];
- $GFísica^{UHR}$, garantia física da UHR destinada ao ACR [MWmédio];
- As_t^{ACR} , afluência no reservatório superior da UHR destinada ao ACR [m³/s];
- $Q_{n,MAX}^{ACR}$, capacidade máxima de turbinamento da UHR destinada ao ACR [m³/s];

Destaca-se que as restrições impostas pelas equações 22 e 23 estabelecem limites para que a UHR atenda aos seus compromissos no ACR, visto que uma parte

da sua garantia física está assegurada nesse ambiente através de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Portanto, os principais parâmetros associados ao cálculo da garantia física são proporcionalmente limitados de acordo com a parcela de garantia física assegurada nestes contratos.

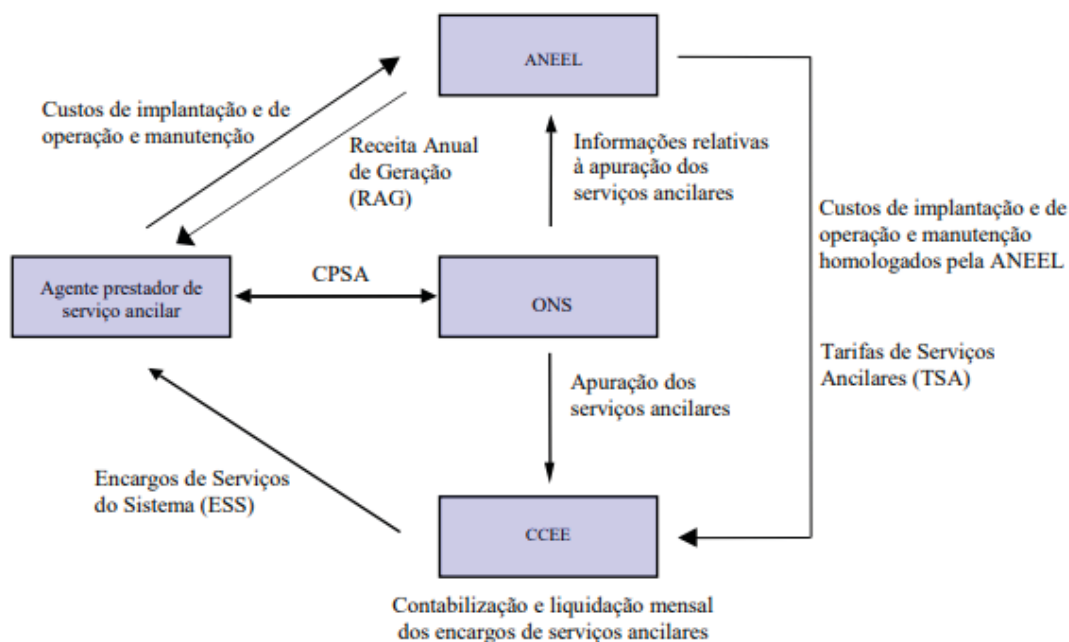
Além disso, a equação 22 que define a vazão mínima turbinada pela UHR no ACR, considera a afluência no reservatório superior por conta do modelo de negócio. Uma UHR sem afluência em seu reservatório superior dificilmente teria um balanço de energia positivo atendendo uma demanda constante de energia em mercados de eletricidade, como o ACR e ACL.

4.1.3 Serviço Ancilar + ACL

A prestação de serviços ancilares, como o controle (regulação) de frequência, suporte de reativo, sistema especial de proteção (SEP) e reserva de potência operativa (RPO), é essencial para garantir a operação segura e confiável do sistema elétrico. Uma recente movimentação nos órgãos reguladores e demais entidades, aponta para a necessidade de adaptação devido ao aumento da participação de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica. Segundo o ONS (2023b), esse cenário traz novos desafios ao planejamento, à programação e à operação do sistema elétrico pelo operador, que demandam a considerar requisitos distintos para compensar a rápida variação de potência ao longo do dia.

No Brasil as regras vigentes para administração e prestação de serviços ancilares estão estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.030 de 2022, de 2015 (ONS, 2023b), e o ONS é quem deve estabelecer os critérios relativos aos arranjos comerciais dos serviços ancilares prestados pelos agentes de geração para a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA. A figura 18 representa a relação entre as entidades envolvidas.

Figura 18 - Processos e Entidades Envolvidas na Prestação de Serviços Ancilares



Fonte: ONS (2016)

Na sistemática atualmente empregada, o agente de geração é remunerado somente para os serviços com celebração do CPSA. São eles: o auto restabelecimento quando for integral, regulação de frequência no secundário da máquina, sistema especial de proteção e o suporte de potência reativa no caso de gerador síncrono. Esses serviços não são de caráter mandatório, tendo sua participação decidida pelo agente de geração, e remuneração dada por disponibilidade ou prestação do serviço (RAG ou ESS), dependendo do tipo.

O arranjo comercial atual não garante que a oferta dos serviços cubra os custos de oportunidade do agente e o incentive a prestar esse tipo de serviço, que tem caráter indispensável para o funcionamento do sistema elétrico.

Portanto, para a análise da UHR como um agente de geração com potencial de fornecer serviços ancilares, adota-se o critério utilizado em mercados de eletricidade mais maduros, como os EUA, Austrália e países da União Europeia, baseados na percepção de que a energia e a capacidade (disponibilidade) são produtos distintos.

Prestadores de serviços, como unidades de armazenamento, apresentam as suas propostas que devem conter uma componente de capacidade e uma componente de energia. Uma unidade selecionada pelo operador do sistema para fornecer serviços ancilares na hora específica recebe o preço horário do serviço

auxiliar pela capacidade reservada (mercado de capacidade) e também um preço spot horário pela energia se a usina for chamada a gerar ou consumir energia (MANDIC et al., 2022). Portanto, a usina é remunerada através do preço da capacidade e do preço da energia (preço spot) durante a execução do serviço, quando for solicitado.

Porém, como ainda não existe um mercado de capacidades no setor elétrico nacional que sirva de referência e como fonte de dados para a implementação de um modelo para análises, a solução encontrada foi criar um modelo adaptando o atual cenário para considerar a capacidade e a energia na oferta de um serviço ancilar. De modo que a relação comercial seja mutuamente benéfica para ambas as partes envolvidas (agente e operador), e ainda promovendo a eficiência econômica.

No caso analisado, a UHR presta o serviço de suporte de reativos, por conta da característica de fornecimento ou absorção de energia reativa, destinados ao controle de tensão da rede. Então, supõe-se que a UHR passe a compor o grupo de usinas que fazem parte da programação do operador, com vistas ao CPSA acordado entre eles. Assim a ordem (obrigatória) para disponibilidade seria transmitida pelo operador com a antecedência de 1 (um) dia ao agente, sendo exigida a prestação do serviço caso se configure necessário por conta de qualquer instabilidade no sistema.

As probabilidades relativas à ordem de disponibilidade e prestação do serviço são definidas conforme o histórico de operação. A remuneração é dada de acordo com a disponibilidade (R\$/MW) entregue e energia produzida (R\$/MWh).

As premissas adotadas para a formulação do modelo matemático considerando a prestação de serviços ancilares e a comercialização da energia no mercado livre (ACL) são:

- É considerada a operação da UHR no ACL e no mercado de curto prazo;
- Os contratos celebrados no ACL deverão ser liquidados no mercado de curto prazo (exposição ao PLD);
- Sempre haverá oferta e demanda de energia por parte da rede, de acordo com preços do mercado de curto prazo para o período analisado;
- Durante a prestação do serviço ancilar, a parte da potência aparente (potência ativa) não caracterizada como potência reativa também é entregue ou absorvida pela rede.

- Não estão incluídos no modelo o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST);
- A altura de queda líquida dos reservatórios é constante. O problema é tratado como um problema linear;
- As perdas por evaporação, infiltração e vazões incrementais dos reservatórios são desconsideradas.

Por fim, a receita da UHR no modelo de negócio que considera a oferta de serviço ancilar de suporte de reativos e comercialização de energia no ACL é dada pela Equação (24).

$$\begin{aligned}
 Receita^{S. Ancilar} = & \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [Prob_t^{cap} \cdot Cap_t \cdot P^{cap} + (ge_{n,t}^{reg_up} \cdot \Delta t \cdot K \cdot TSA_t) \\
 & + (ce_{n,t}^{reg_down} \cdot \Delta t \cdot K \cdot TSA_t) + (ge_{n,t}^{total} - M_t^{ACL}) \Delta t \cdot PLD_t + M_t^{ACL} \cdot P_t^{ACL} \cdot \Delta t \\
 & - ce_{n,t}^{spot} \cdot PLD_t \cdot \Delta t - (ge_{n,t}^{total} + ce_{n,t}^{total}) \Delta t \cdot C^{O\&M} - ist_{n,t} \cdot C^{st} - ioff_{n,t} \cdot C^{off}]
 \end{aligned} \tag{24}$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$ge_{n,t}^{reg_up} = q_{n,t}^{reg_up} \cdot C \cdot \eta_n^T \tag{25}$$

$$ge_{n,t}^{ACL} = q_{n,t}^{ACL} \cdot C \cdot \eta_n^T \tag{26}$$

$$ge_{n,t}^{total} = ge_{n,t}^{reg_up} + ge_{n,t}^{ACL} \tag{27}$$

$$q_{n,t}^T = q_{n,t}^{ACL} + q_{n,t}^{reg_up} \tag{28}$$

$$ce_{n,t}^{reg_down} = q_{n,t}^{reg_down} \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \tag{29}$$

$$ce_{n,t}^{spot} = q_{n,t}^{spot} \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \tag{30}$$

$$ce_{n,t}^{total} = ce_{n,t}^{reg_down} + ce_{n,t}^{spot} \tag{31}$$

$$q_{n,t}^B = q_{n,t}^{reg_down} + q_{n,t}^{spot} \tag{32}$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^{reg_up} \cdot C = \alpha \cdot Cap_t \cdot Prob_t^{reg_up} \tag{33}$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^{reg_down} \cdot C = \beta \cdot Cap_t \cdot Prob_t^{reg_down} \quad (34)$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^T \cdot C \leq Cap_{MAX}^T \quad (35)$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^B \cdot C \leq Cap_{MAX}^B \quad (36)$$

$$M_t^{ACL} + Cap_t \leq Cap_{MAX} \quad (37)$$

Onde:

- $ge_{n,t}^{reg_up}$, potência da máquina n no instante de tempo t para atender ao serviço ancilar de fornecimento de potência reativa [MW];
- $q_{n,t}^{reg_up}$, vazão turbinada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao serviço ancilar de fornecimento de potência reativa [m³/s];
- $ce_{n,t}^{reg_down}$, potência da máquina n no instante de tempo t para atender ao serviço ancilar de absorção de potência reativa, como gerador síncrono [MW];
- $q_{n,t}^{reg_down}$, vazão bombeada pela máquina n no instante de tempo t para atender ao serviço ancilar de absorção de potência reativa [m³/s];
- $q_{n,t}^{spot}$, vazão bombeada pela máquina n no instante de tempo t através do MCP [m³/s];
- $ce_{n,t}^{total}$, potência total consumida pela máquina n no instante de tempo t [MW];
- Cap_t , capacidade demandada pelo operador do sistema no instante de tempo t [MW];
- P^{cap} , preço da capacidade disponibilizada para o operador do sistema [R\$/MW];
- TSA_t , tarifa de serviço ancilar [R\$/MVArh];
- K , constante de transformação de potência aparente em potência reativa [decimal].

As variáveis de entrada $Prob_t^{cap}$, $Prob_t^{reg_up}$ e $Prob_t^{reg_down}$ são variáveis binárias que assumem valor 1 quando recebida a ordem de disponibilidade ou

prestação do serviço, e 0 caso contrário. Os parâmetros α e β representam respectivamente as porções da disponibilidade reservada utilizadas para prestar os serviços ancilares de fornecimento e absorção de potência reativa.

É importante destacar que levar em consideração a oferta de serviço ancilar de suporte de reativos por parte de uma usina hidrelétrica reversível permite assimilar esse caso com os de *curtailments (constrained-off)*, que se tornaram mais comuns diante do aumento intensificado de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica.

4.1.4 Central Geradora Híbrida

A Central Geradora Híbrida (UGH) caracteriza-se pela combinação de mais de uma tecnologia. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL Nº 954/2021, para ser caracterizada como híbrida ela deve conter uma única medição e uma única outorga (ANEEL, 2021).

As UGHs são uma forma de otimizar a geração de energia por meio da combinação de diferentes tecnologias, criando uma solução verdadeiramente sustentável e eficiente tanto do ponto de vista tecnológico quanto do ponto de vista econômico. A associação de diferentes tecnologias possibilita gerir a intermitência que é característica nessas fontes renováveis pela complementaridade entre elas.

Na integração de uma planta solar com uma UHR, a planta solar terá seu pico de geração nos dias de sol em horários próximos ao meio-dia, onde a demanda não é alta e o preço da energia é consequentemente mais baixo. Por outro lado, a geração na UHR não é afetada pelo período diário, podendo despachar sua energia ao longo de todo o dia da forma mais conveniente, tendo ainda a possibilidade de deslocar ao longo do dia a energia gerada pela planta solar da melhor forma para atender aos seus interesses. Mediante esse arranjo é possível trazer maior confiabilidade aos projetos com fontes renováveis, diminuindo a variabilidade da geração de energia.

Destaca-se que a variabilidade dessas fontes contribui para que a rede de transmissão fique ociosa em momentos sem geração, e a ocupação desses momentos ociosos por outra fonte compartilhando da mesma infraestrutura de conexão garante a complementaridade tanto no tempo quanto no espaço, reduzindo a necessidade de expansão da rede.

As premissas adotadas para a formulação do modelo matemático que considera a comercialização da UHR no mercado livre (ACL) com configuração híbrida são as seguintes:

- É considerada a operação da UHR no ACL e no mercado de curto prazo;
- Os contratos celebrados no ACL, somente da UHR, deverão ser liquidados no mercado de curto prazo (exposição ao PLD);
- A energia comercializada no ACL pela usina solar é feita através de contrato por quantidade diária;
- A UHR pode, e deve, atuar para cobrir as demandas diárias não atendidas pela usina solar;
- Sempre haverá oferta e demanda de energia por parte da rede, de acordo com preços do mercado de curto prazo para o período analisado;
- Não estão incluídos no modelo o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST);
- A altura de queda líquida dos reservatórios é constante. O problema é tratado como um problema linear;
- As perdas por evaporação, infiltração e vazões incrementais dos reservatórios são desconsideradas.

Por fim, o arranjo híbrido de usina hidrelétrica reversível com uma usina solar fotovoltaica tem a receita definida de acordo com a equação (38). Ela é semelhante à equação (13), já que a arrecadação se dá pela mesma forma, mas com algumas diferenças operacionais.

$$\begin{aligned}
 Receita^{Híbrida} = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T & [(ge_{n,t}^{solar} + grid_t) \cdot \Delta t \cdot P_t^{solar} + (ge_{n,t}^{ACL} - M_t^{ACL}) \cdot \Delta t \cdot PLD_t \\
 & + M_t^{ACL} \cdot P_t^{ACL} \cdot \Delta t - ce_{n,t}^{spot} \cdot PLD_t \cdot \Delta t - (ge_{n,t}^{total} + ce_{n,t}^{total}) \Delta t \cdot C^{O\&M} \\
 & - ist_{n,t} \cdot C^{st} - ioff_{n,t} \cdot C^{off}]
 \end{aligned} \tag{38}$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$plus_t \leq P_t^{solar} - grid_t \tag{39}$$

$$grid_t \leq P_t^{solar} \quad (40)$$

$$ce_{n,t}^{spot} = q_{n,t}^{spot} \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \quad (41)$$

$$\sum_{n=1}^N ce_{n,t}^{total} = \sum_{n=1}^N ce_{n,t}^{spot} + plus_t \quad (42)$$

$$plus_t = \sum_{n=1}^N q_{n,t}^{plus} \cdot C \cdot \frac{1}{\eta_n^B} \quad (43)$$

$$q_{n,t}^B = q_{n,t}^{spot} + q_{n,t}^{plus} \quad (44)$$

$$ge_{n,t}^{total} = ge_{n,t}^{ACL} + ge_{n,t}^{solar} \quad (45)$$

$$q_{n,t}^T = q_{n,t}^{ACL} + q_{n,t}^{solar} \quad (46)$$

$$M_d^{solar} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N (ge_{n,t}^{solar} + grid_t) \cdot \Delta t \quad (47)$$

Onde:

- P_t^{solar} , potência da usina solar no instante de tempo t [MW];
- $grid_t$, potência fornecida a rede pela usina solar no instante de tempo t [MW];
- $plus_t$, potência do armazenamento da sobra de energia da usina solar na UHR no instante de tempo t [MW];
- $q_{n,t}^{plus}$, vazão bombeada pela máquina n no instante de tempo t para armazenar energia de sobra da usina solar [m³/s];
- $ge_{n,t}^{solar}$, potência da máquina n no instante de tempo t para suprir déficits da demanda contratada pela usina solar [MW];
- $q_{n,t}^{solar}$, vazão turbinada pela máquina n no instante de tempo t para suprir déficits de energia na demanda da usina solar [m³/s];
- M_d^{solar} , montante de energia diária contratado com a usina solar [MWh/dia];

4.2 RESTRIÇÕES

Todos os quatro modelos apresentados no item anterior adotam as seguintes restrições.

➤ Restrições Operacionais

A UHR apresenta uma série de restrições operacionais que devem ser consideradas no problema de otimização. Os limites na capacidade de armazenamento dos reservatórios superior e inferior, respectivamente, podem ser descritos pelas expressões:

$$V_{MIN}^S < v_t^S < V_{MAX}^S \quad (48)$$

$$V_{MIN}^i < v_t^i < V_{MAX}^i \quad (49)$$

Onde V_{MIN}^S e V_{MAX}^S representam, respectivamente, os volumes do reservatório superior correspondentes aos níveis mínimo e máximo no período t [hm³]. V_{MIN}^i e V_{MAX}^i correspondem, respectivamente, aos volumes mínimo e máximo do reservatório inferior no período t [hm³]. Esses valores são dependentes do tempo devido ao atendimento das restrições de usos múltiplos da água, como por exemplo, uso dos reservatórios para fins recreativos e de turismo, controle e segurança de cheias.

As limitações quanto à capacidade de vazão turbinada do reservatório superior são dadas por:

$$Q_{n,MIN}^T < q_{n,t}^T < Q_{n,MAX}^T \quad (50)$$

Onde $Q_{n,MIN}^T$ e $Q_{n,MAX}^T$ representam, respectivamente, as vazões mínima e máxima de turbinamento da máquina n no instante de tempo t [m³/s], e dependem da capacidade de engolimento das turbinas reversíveis da usina.

As limitações quanto à capacidade de vazão bombeada para o reservatório superior são representadas por:

$$Q_{n,MIN}^B < q_{n,t}^B < Q_{n,MAX}^B \quad (51)$$

Onde $Q_{n,MIN}^B$ e $Q_{n,MAX}^B$ representam, respectivamente, as vazões mínima e máxima de bombeamento da máquina n no instante de tempo t [m³/s], e dependem da capacidade das turbinas reversíveis, ou bombas, da usina.

Os limites para vazão de vertimento dos reservatórios superior e inferior, respectivamente, são expressos por:

$$S_{MIN}^s \leq s_t^s \leq S_{MAX}^s \quad (52)$$

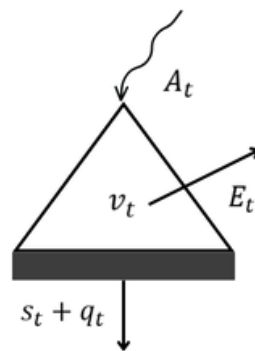
$$S_{MIN}^i \leq s_t^i \leq S_{MAX}^i \quad (53)$$

Onde S_{MIN}^s e S_{MAX}^s representa, respectivamente, a vazão mínima e máxima de vertimento do reservatório superior na unidade de tempo t [m^3/s]. Assim como S_{MIN}^i e S_{MAX}^i equivalem, nessa ordem, a vazão mínima e máxima de vertimento do reservatório inferior na unidade de tempo t [m^3/s]. Em reservatórios de grande porte, a vazão do vertedouro é controlada através de comportas; em outras usinas há vertimento sempre que o nível d'água ficar acima da crista do vertedouro.

➤ Balanço de massa dos reservatórios superior e inferior

Agora que já foram elucidadas todas as restrições pertinentes a operação da usina, pode-se representar um sistema constituído de um único reservatório e apresentar a sua equação de balanço hídrico, que relaciona o volume de um reservatório com o volume do período anterior, as afluências do reservatório e as perdas. A figura 19 ilustra um exemplo do balanço hídrico em um reservatório único.

Figura 19 – Sistema Constituído de Reservatório Único



Fonte: O autor (2023).

Onde:

- A_t , vazão natural afluyente do reservatório no instante de tempo t [m^3/s];
- E_t , perdas por evapotranspiração, infiltração, etc., no instante de tempo t [hm^3];
- v_t , volume do reservatório no instante de tempo t [hm^3];
- q_t , vazão turbinada pela usina no instante de tempo t [m^3/s];
- s_t , vazão vertida do reservatório no instante de tempo t [m^3/s];

De acordo com a notação anterior, a equação de balanço hídrico é expressa da seguinte forma:

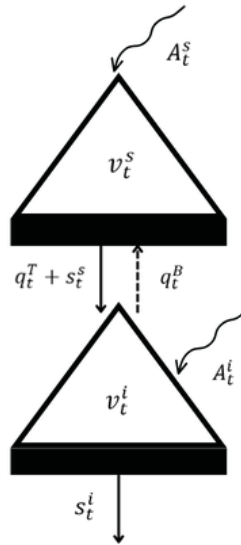
$$v_t = v_{t-1} + k * (A_t - q_t - s_t) - E_t \quad (54)$$

Onde:

- k , constante de transformação de vazão em volume [decimal];

A figura 20 ilustra um sistema composto por dois reservatórios, como em uma UHR, e ainda a condição de deslocamento da água presente no reservatório inferior para o reservatório superior, realizado por meio do bombeamento. Trata-se de uma representação esquemática e simplificada de uma UHR. As equações de balanço hídrico são dadas pelas equações (55) e (56).

Figura 20 - Sistema de uma UHR com Dois Reservatórios



Fonte: O autor (2023).

Usando a notação do item anterior, tem-se que:

- A_t^s , vazão natural afluyente do reservatório superior no instante de tempo t [m^3/s];
- A_t^i , vazão natural afluyente do reservatório inferior no instante de tempo t [m^3/s];
- v_t^s , volume do reservatório superior no instante de tempo t [hm^3];
- v_t^i , volume do reservatório inferior no instante de tempo t [hm^3];
- q_t^T , vazão turbinada pela UHR no instante de tempo t [m^3/s];
- q_t^B , vazão bombeada pela UHR no instante de tempo t [m^3/s];
- s_t^s , vazão vertida do reservatório superior no instante de tempo t [m^3/s];
- s_t^i , vazão vertida do reservatório inferior no instante de tempo t [m^3/s].

Para efeito de notação as perdas por evapotranspiração, infiltração, etc., já foram descontadas da vazão natural afluyente. Na sequência estão as equações de balanço hídrico para os reservatórios superior e inferior, respectivamente.

$$v_t^s = v_{t-1}^s + k * (A_t^s + q_t^B - q_t^T - s_t^s) \quad (55)$$

$$v_t^i = v_{t-1}^i + k * (A_t^i + q_t^T + s_t^s - q_t^B - s_t^i) \quad (56)$$

➤ Condição inicial dos reservatórios

Para efeitos deste trabalho, adota-se que os volumes de ambos os reservatórios se iniciam com a metade de sua capacidade:

$$V_0^s = \frac{V_{MAX}^s}{2} \quad (57)$$

$$V_0^i = \frac{V_{MAX}^i}{2} \quad (58)$$

➤ Rampa de subida e descida

Delimita a rampa de subida ou descida de geração e do consumo de energia das máquinas entre horas consecutivas. A rampa é dada para ambos os modos de operação, controlando a geração por meio da vazão turbinada e o consumo por meio da vazão bombeada.

Para a operação no modo turbina:

$$q_{n,t}^T - q_{n,t+1}^T \leq R * Q_{n,MAX}^T \quad (59)$$

$$q_{n,t+1}^T - q_{n,t}^T \leq R * Q_{n,MAX}^T \quad (60)$$

Para a operação no modo bomba:

$$q_{n,t}^B - q_{n,t+1}^B \leq R * Q_{n,MAX}^B \quad (61)$$

$$q_{n,t+1}^B - q_{n,t}^B \leq R * Q_{n,MAX}^B \quad (62)$$

Onde:

- R , rampa de subida ou descida máxima de geração ou consumo de energia por máquina [decimal].

➤ Partidas e Paradas

Para modelar a operação de uma UHR, com vistas a estudar a melhor estratégia de operação na tomada de decisão entre turbinar ou bombear a água dos reservatórios, é preciso considerar o fato de que na operação de uma usina reversível ou convencional, as partidas e paradas das máquinas têm um custo associado. Adicionalmente, uma turbina reversível gera um custo para inverter o sentido de rotação de sua máquina quando o modo de operação é alterado. Dependendo deste custo, que alterna de acordo com as condições de cada usina particularmente, a decisão tomada pode ser afetada. Por isso é importante considerar esse aspecto na modelagem do problema, ainda mais por se tratar de UHRs que podem ter a sua margem de retorno garantida através de uma operação mais dinâmica.

Essa característica do problema é formulada e é empregada no modelo através de variáveis de decisão binárias, as quais são muito usadas para representar eventos que podem ou não ocorrer. Por exemplo, pode-se supor uma variável binária, x , que assumirá apenas os seguintes valores:

- $x = 1$, se o evento ocorre;
- $x = 0$, caso contrário.

Com isso, pode-se adicionar ao problema a variável x , como sendo uma variável que representa o estado da máquina (unidade geradora), em funcionamento (ligada) ou não (desligada), tornando possível apontar e calcular todas as vezes no código, em que aquela máquina esteve funcionando para obter o melhor desempenho econômico da usina. No caso de mais de uma unidade geradora na usina, a ideia se estende para as demais, com suas respectivas variáveis de decisão binárias.

No problema em questão, para que a variável binária assuma valor igual a 1, indicando o funcionamento da unidade geradora no tempo t , a máquina deve ter vazão maior que zero, turbinando ou bombeando, no tempo t . Caso contrário está desligada (off-line), e a variável binária assume valor igual a 0. Além disso, do ponto de vista temporal, partidas representam uma mudança do instante de tempo anterior para o instante de tempo presente, mudando seu estado de desligado para ligado, ou seja, sua vazão que antes era igual a zero passou a ter um valor maior que zero. Essa

reflexão é importante porque uma “partida” só existe se houver essa mudança de estado em instantes de tempo consecutivos.

Para que o evento “parada” ocorra, a máquina deve alternar do estado ligado para o estado desligado. Seja turbinando ou bombeando, a vazão que antes era maior que zero deve, no instante de tempo analisado, ser igual a zero. A representação matemática dessas considerações é feita a seguir.

Quando as variáveis $q_{n,t}^B$ e $q_{n,t}^T$ são maiores que 0, os indicadores, $iq_{n,t}^B$ e $iq_{n,t}^T$, são definidos como 1, caso contrário são definidos como 0. É o que está sendo representado pelas desigualdades:

$$-Q_{n,MAX}^B + Q_{n,MIN}^B \leq q_{n,t}^B - iq_{n,t}^B * Q_{n,MAX}^B \leq 0 \quad (63)$$

$$-Q_{n,MAX}^T + Q_{n,MIN}^T \leq q_{n,t}^T - iq_{n,t}^T * Q_{n,MAX}^T \leq 0 \quad (64)$$

Onde:

- $iq_{n,t}^B$, indicador de operação (funcionamento) da máquina n no instante de tempo t , em modo bomba $[0,1]$;
- $iq_{n,t}^T$, indicador de operação (funcionamento) da máquina n no instante de tempo t , no modo turbina $[0,1]$.

A desigualdade a seguir, equação 65, elimina a possibilidade de operação simultânea dos modos turbina e bomba em cada unidade geradora para cada instante de tempo t ao longo do horizonte de planejamento. Ainda é possível que os dois modos operem simultaneamente, através de máquinas diferentes, respeitando os limites de operação de cada modo. A possibilidade de gerar e consumir ao mesmo tempo, ao invés de assumir uma diferença líquida, possibilita ao operador da UHR atender a mais de um serviço simultaneamente, caso seja solicitado. Assim pode-se representar de forma mais fiel as condições de operação em uma UHR.

$$iq_{n,t}^T + iq_{n,t}^B \leq 1 \quad (65)$$

A equação a seguir incorpora o indicador de funcionamento, em modo turbina ou bomba, da unidade geradora.

$$if_{n,t} - iq_{n,t}^T - iq_{n,t}^B = 0 \quad (66)$$

Onde:

- $if_{n,t}$, indicador do estado de funcionamento da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$.

Para o indicador de partida e parada, considera-se o seguinte. Como a usina pode ficar ociosa em alguns instantes, tem-se que a mudança desse modo ocioso (espera) para o modo turbina ou bomba é considerada com partida da unidade geradora, assim como as mudanças do modo turbina para bomba e vice-versa. Portanto, a variável $ist_{n,t}$ engloba todos esses tipos de partidas na unidade geradora.

$$iq_{n,t}^B + iq_{n,t+1}^T - iq_{n,t+1}^{BT} \leq 1 \quad (67)$$

$$iq_{n,t}^T + iq_{n,t+1}^B - iq_{n,t+1}^{TB} \leq 1 \quad (68)$$

$$if_{n,t+1} - if_{n,t} - ie_{n,t+1} + ioff_{n,t+1} = 0 \quad (69)$$

$$iq_{n,t}^{TB} + iq_{n,t}^{BT} + ie_{n,t} - ist_{n,t} = 0 \quad (70)$$

Onde:

- $iq_{n,t}^{BT}$, indicador de mudança do modo bomba para o modo turbina da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$;
- $iq_{n,t}^{TB}$, indicador de mudança do modo turbina para o modo bomba da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$;
- $ie_{n,t}$, indicador de partida a partir de um status de espera da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$;
- $ioff_{n,t}$, indicador de parada da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$;
- $ist_{n,t}$, indicador de partida da máquina n no instante de tempo t $[0,1]$.

As variáveis de decisão contínuas já mencionadas permanecem como parte do problema, portanto tem-se um problema de PLIM (*Mixed Integer Linear Programming* - MILP, em inglês) que é uma extensão da PL. O problema tem variáveis de decisão inteiras e contínuas.

Nota-se que não parece ser sensato realizar uma análise classificando os custos de partida e parada da UHR considerando uma discretização maior que a horária. Isso reforça a ideia de se trabalhar com a escala horária para as análises quando se deseja compreender a melhor estratégia operacional para uma UHR buscando otimizar sua receita.

➤ Fluxo mínimo de acionamento das unidades geradores

$$q_{n,t}^T \geq iq_{n,t}^T * Q_{n,MIN}^T \quad (71)$$

$$q_{n,t}^B \geq iq_{n,t}^B * Q_{n,MIN}^B \quad (72)$$

4.3 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS AOS PROBLEMAS

Sabe-se que cada modelo de negócio representa uma forma de comercialização de energia da UHR, e que o objetivo é maximizar a receita em cada um dos modelos formulados a partir da UHR. Os problemas de otimização são definidos de acordo com o modelo, sendo expressos pela equação que caracteriza a receita do respectivo modelo, a função objetivo, e sujeito as restrições particulares de cada modelo juntamente com as restrições comuns a ambos os modelos considerados.

As expressões referentes aos custos com consumo de energia comprada no mercado spot, custos de O&M para a energia gerada e consumida pela usina e os custos de partida e parada são iguais em todos os cenários avaliados. Em todos os casos a função objetivo e as restrições são representadas através de relações matemáticas lineares, que caracterizam um problema de programação linear inteira mista, já que algumas das variáveis de decisão são inteiras, e outras contínuas.

A Programação Linear Inteira Mista (MILP) integrada com a Programação Dinâmica (PD) é utilizada para dividir o problema analisado em subproblemas menores, permitindo a sua solução ótima por meio das técnicas e ferramentas computacionais empregadas. O processo é feito a partir da resolução de problemas menores de programação linear inteira mista, em escala horária, para cada estágio da programação dinâmica. Os estágios da PD, em escala diária, são então resolvidos

através de um processo recursivo gerando a solução final para o problema de despacho da UHR.

Quando não existe uma meta definida para o volume final dos reservatórios, qualquer estado no último estágio da PD, ou seja, qualquer volume final para os reservatórios, faz parte do conjunto de soluções viáveis. Diante desse fato, é evidente concluir que a busca por uma política ótima de maximização da receita a partir da geração de energia, sem uma restrição de volume final, levará, provavelmente, ao esgotamento máximo dos recursos no último estágio da PD. Sendo assim, para evitar que isso ocorra, o modelo de otimização realiza um pós-processamento com o tamanho igual ao do horizonte de planejamento. Então, na verdade, o modelo de otimização roda para 2 meses e descarta metade dos resultados, restando 1 mês que é exatamente o horizonte de planejamento adotado no problema.

Dessa forma, não existe uma meta para os volumes finais dos reservatórios superior e inferior, mas o pós-processamento evita que o resultado indesejado de reservatórios completamente vazios ocorra.

4.4 ANÁLISE DE RISCO

Para considerar a incerteza sob os dados de entrada de afluência nos reservatórios, preço da energia elétrica, resultado do MRE, radiação solar e a demanda do serviço ancilar, são analisados 10 cenários distintos. Esses cenários são criados a partir de recortes da série histórica dos dados de entrada, no ano de 2019. Os recortes da série histórica têm o mesmo tamanho do horizonte de planejamento estudado e não se repetem em diferentes cenários.

Como a política operacional deve ser adequada para vários cenários, é comum que seja calculada a média dos resultados obtidos com a otimização de cada cenário para definir uma única política ótima. No entanto, a aplicação da média é pouco sofisticada e mascara alguns resultados. Por exemplo, ela não fornece nenhuma informação quanto à dispersão ou caudas da distribuição.

Portanto, o ideal é utilizar alguma técnica que avalie risco, como a análise de portfólios de Markowitz. Essa técnica foi originalmente formulada para analisar o risco de carteiras de instrumentos financeiros. Sua formulação proposta por Markowitz (1952), permite minimizar o risco da carteira, sendo esse risco definido por uma métrica previamente selecionada. O algoritmo clássico de Markowitz utiliza a variância

como métrica de risco, mas outras métricas também podem ser utilizadas, como o *Value-at-Risk* (VaR) e o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR).

Essa abordagem torna possível a determinação de políticas operacionais que sejam ótimas em termos de diferentes níveis de risco. Uma forma de fazer isso é determinando uma série de políticas operacionais que maximizem a receita, cada uma sujeita a um risco, de maneira a obter um conjunto de soluções que podem ser reproduzidas em um gráfico receita (retorno) versus risco. Destaca-se que essa abordagem exige a execução do modelo de otimização várias vezes.

Mas antes, para avaliar o risco intrínseco ao presente problema é preciso adaptar a abordagem clássica de Markowitz e, ao invés analisar diferentes ativos de uma carteira de investimentos, analisar diferentes cenários de políticas operacionais. De acordo com Markowitz (1952), os investidores avaliariam portfólios com base no valor esperado e na variância das taxas de retorno sobre o horizonte de um período. As informações relevantes para a análise de investimentos seriam o valor esperado (média) e a variância (desvio padrão) dos retornos. Sendo assim, o valor esperado das taxas de retorno será a receita obtida com a otimização do cenário e a variância das taxas de retorno será a variância do PLD do cenário otimizado.

O PLD é um dado que expressa bem o comportamento do mercado de energia elétrica brasileiro, que inevitavelmente está relacionado às condições de afluência nas usinas hidrelétricas do SIN. Por esse motivo é um bom estimador de risco em cada cenário.

Definir um valor máximo de risco para os cenários otimizados envolve uma série de considerações. É preciso estabelecer qual é o nível de confiança de que a variância não excederá um determinado valor. Então, com base no nível de confiança e na variância calculada, define-se um valor máximo de variância que representa o risco máximo aceitável. Este valor é definido de forma que a probabilidade de a variância exceder este valor seja menor que o nível de confiança estabelecido.

5 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso é uma boa maneira de validar o modelo de otimização, todavia, não existem UHRs no SIN. Nessa situação, é possível utilizar estudos de referência, como o estudo de inventário EPE (2019b), que cataloga locais em potencial no estado do Rio de Janeiro (RJ) para a implementação de UHR, e o estudo

de viabilidade de UHRs no SIN de Brandão, Castro e Hunt (2021) que faz um levantamento detalhado com características técnicas de projetos propostos. Entretanto, optou-se neste trabalho em adotar uma UHE existente como estudo de caso. As justificativas são dadas no próximo subitem.

5.1 USINA ESCOLHIDA

O estudo de caso é feito a partir da UHE Governador Bento Munhoz (GBM) da companhia Copel, localizada no estado do Paraná (PR) e situada na bacia do rio Iguaçu. A justificativa para a escolha desta usina reúne diversas características.

A primeira, é a hipótese de que a UHE GBM poderia operar dentro do arranjo denominado *pump-back*. Como explicado anteriormente, UHRs *pump-back* funcionam de forma parecida com as usinas hidrelétricas convencionais, uma vez que, além de gerarem energia elétrica durante períodos em que o rio tem altas vazões, as turbinas também podem ser utilizadas para armazenar energia quando a vazão afluyente do rio está baixa. Destaca-se que este é o arranjo mais interessante para o Brasil (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Esse arranjo é adotado em situações que uma usina com reservatório ou a fio d'água está imediatamente a jusante, afogando o canal de fuga da usina com reservatório a montante, como é o caso da UHE GBM que tem seu canal de fuga afogado pelo reservatório da UHE de Segredo a jusante. Essa situação é abordada por Nacif *et al.* (2015), que fazem uma análise da repotenciação da UHE GBM utilizando unidades geradoras reversíveis.

A segunda característica é com relação a cascata em que a usina se encontra. O reservatório de Segredo tem volume útil dez vezes menor e ainda uma capacidade de turbinamento máximo inferior. Ademais, o reservatório recebe, além da vazão defluente da UHE GBM e a vazão incremental, uma vazão transferida do reservatório de Derivação do Rio Jordão, tornando as condições favoráveis ao estudo de unidades geradoras reversíveis na UHE GBM.

Outro fator que destaca a importância do estudo de caso considerando a UHE GBM como uma usina reversível é o projeto de P&D elaborado pelo grupo de estudo GESEL (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Nele são propostas UHRs com potencial de cumprir com requisitos futuros de armazenamento energético. É avaliado o potencial das UHRs a partir de fatores como: topografia, rede fluvial, dados de

hidrologia, estimativa de custos de infraestrutura e otimização dos componentes da UHR.

O estudo seleciona projetos principais de UHRs sazonais, com capacidade de prestar serviços de UHRs diárias e semanais. Um desses projetos é o da UHR dos Patos localizada na bacia do Rio Iguaçu, no estado do Paraná, que possui a UHE Segredo como reservatório inferior, mesma condição da UHE GBM. Este projeto tem como principais objetivos, regular a vazão do Rio Iguaçu, gerar energia elétrica durante a ponta para as cidades de Curitiba e Florianópolis, armazenar energia da geração eólica na Região Sul e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai. Outro ponto é que o período de menor vazão no Rio Iguaçu coincide com o período úmido da região Sudeste, momento no qual a UHR poderia armazenar água. Portanto, o estudo levanta a hipótese da aplicação de uma UHR naquela região e enfatiza os benefícios oriundos desse empreendimento.

Adicionalmente, para os casos em que a UHR é capaz de diminuir vertimentos na cascata, a sua presença pode representar um ganho geral de energia, ao invés de perda para o sistema (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

5.2 INFORMAÇÕES TÉCNICAS DA USINA ESCOLHIDA

Os dados técnicos da UHE GBM estão na tabela 3.

Tabela 2 - Dados da UHE G. Bento Munhoz (Foz do Areia)

Volume máximo do reservatório [hm ³]	5779
Volume mínimo do reservatório [hm ³]	1974
Cota máxima do reservatório [m]	742
Cota mínima do reservatório [m]	700
Cota do canal de fuga [m]	602
Número de turbinas	4
Vazão máxima da turbina [m ³ /s]	372
Defluência máxima (com vertimento) [m ³ /s]	10030,00
Tipo de perda hidráulica	Percentual
Valor da perda hidráulica [%]	1,31

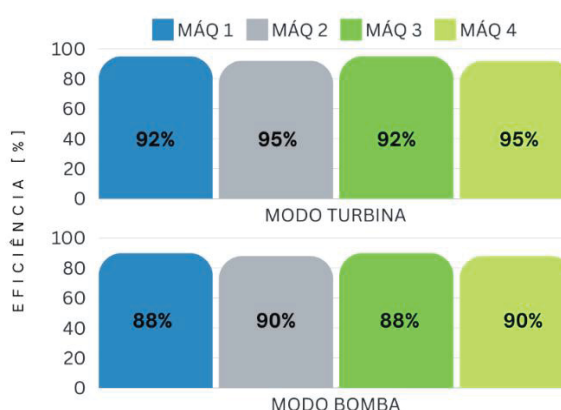
Fonte: Autor (2023).

Algumas considerações são feitas para tratar a usina hidrelétrica GBM como uma usina hidrelétrica reversível. A principal delas é a mudança com relação ao tipo de turbina. Passa-se a admitir a utilização de turbinas reversíveis, no lugar das convencionais, com a capacidade para bombear água ao reservatório superior. A atual

capacidade de potência da usina é mantida, assim como sua configuração com quatro máquinas.

As demais características da usina são mantidas, como o volume do reservatório, altura de queda, perdas de carga hidráulica e limites operacionais. Os valores de eficiência das turbinas reversíveis em cada modo de operação, turbina e bomba, são definidos de forma arbitrária com base na literatura existente. Esses valores são definidos dessa forma para facilitar as análises e a observação das capacidades dos modelos desenvolvidos, com relação à individualização das máquinas. A figura 21 ilustra os valores de eficiência das máquinas da UHR.

Figura 21 - Eficiência das Turbinas Reversíveis (Máquinas) da UHR



Fonte: Autor (2023)

Portanto, a UHR do estudo de caso, considerando a UHE GBM, tem as características técnicas mostradas na Tabela 4.

Tabela 3 - Dados da UHR do Estudo de Caso

Vazão mínima da turbina reversível [m³/s]	50
Defluência mínima (com vertimento) [m³/s]	0
Eficiência em modo turbina [%]	{MAQ1: 92, MAQ2: 95, MAQ3: 92, MAQ4:95}
Eficiência em modo bomba [%]	{MAQ1: 88, MAQ2: 90, MAQ3: 88, MAQ4:90}

Fonte: Autor (2023).

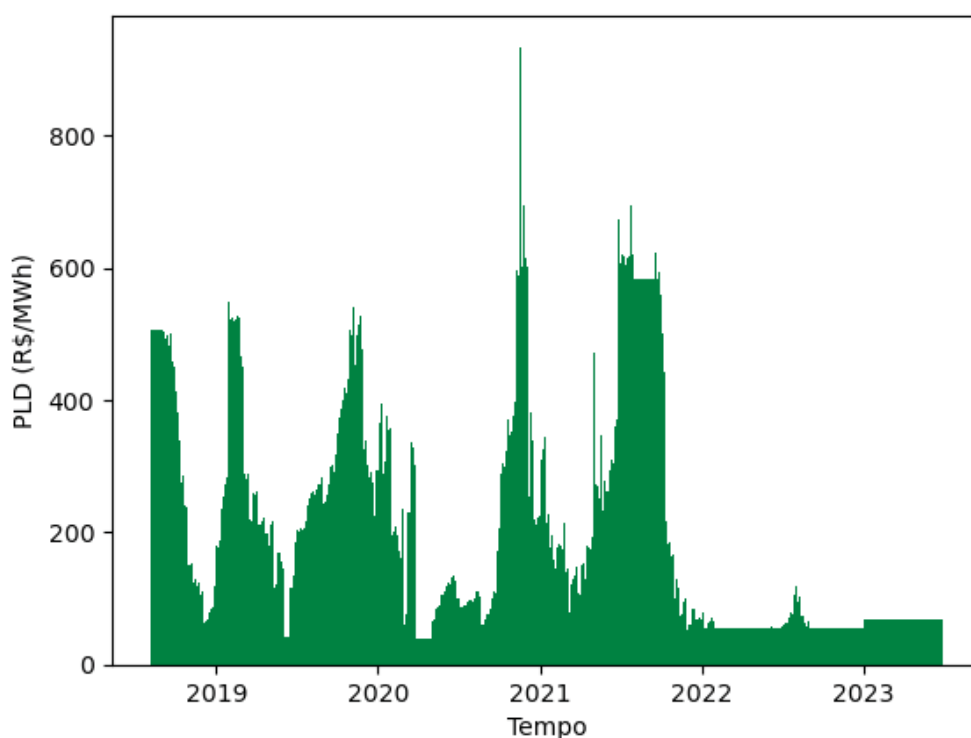
5.3 SÉRIES TEMPORAIS CONSIDERADAS NOS MODELOS

Neste subitem são descritas as séries históricas utilizadas em cada modelo de negócio, as quais são preparadas e tratadas. São dados de livre acesso ao público.

➤ Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

A série histórica de PLD utilizada foi a do ano de 2019, pois este foi o último ano com comportamento variado dos preços de energia (PLD) e não afetado pela pandemia do COVID-19. Os dados foram coletados no site da CCEE (CCEE, 2023b). A figura 22 ilustra os valores de PLD ao longo dos últimos 5 anos.

Figura 22 - Gráfico do PLD ao Longo dos Últimos Anos



Fonte: O autor (2023)

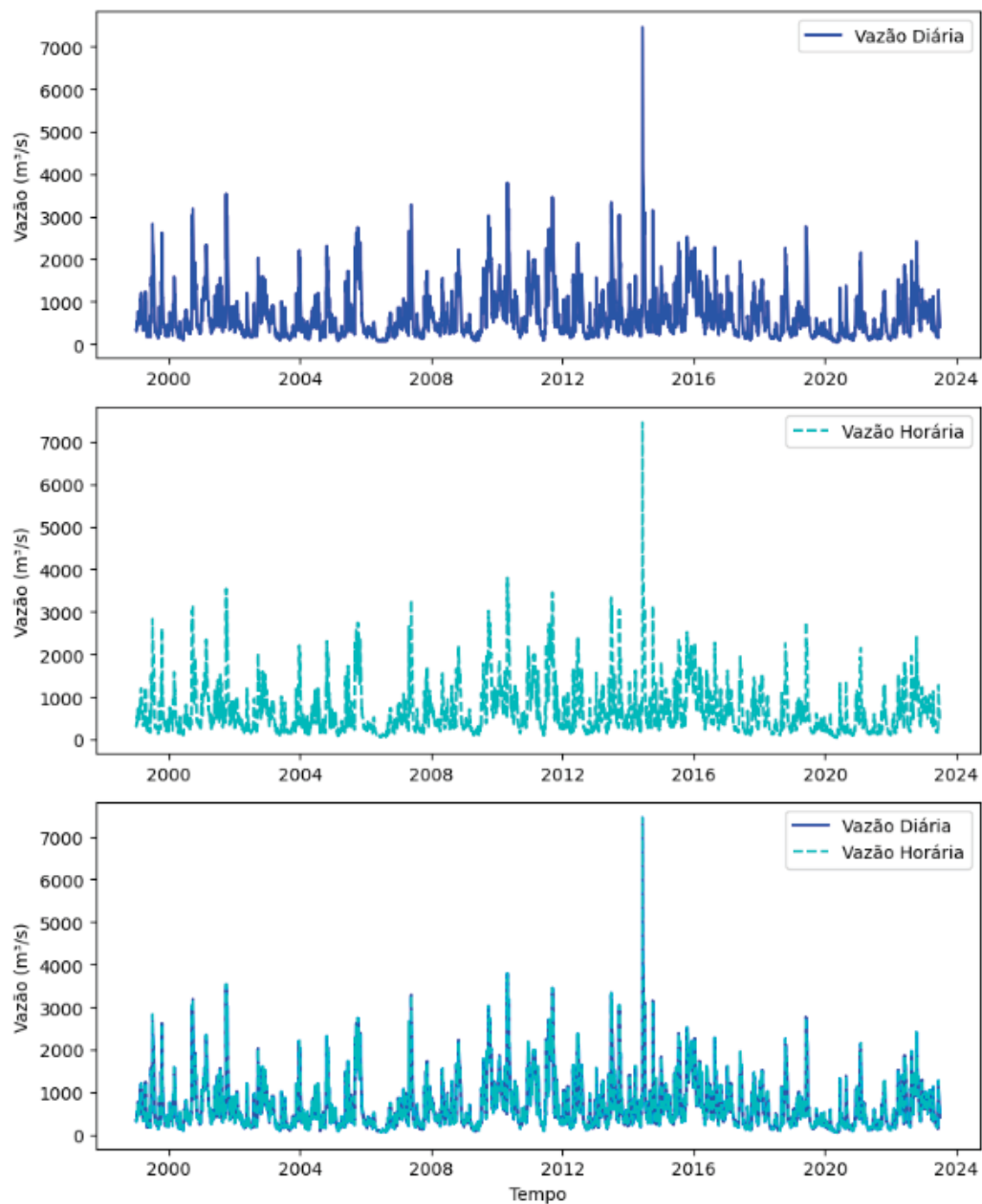
➤ Afluências

Os dados de vazão afluente foram coletados da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) (ANA, 2023). Como já citado anteriormente, o modelo trabalha com a representação em escala horária e seus dados de entrada devem estar nessa mesma escala. Os dados históricos de vazão em reservatórios e em estações fluviométricas normalmente são cedidos em escala diária, que equivale à afluência média diária monitorada. Então, foi realizada a desagregação dos dados

disponibilizados em escala diária para a escala horária, utilizando uma técnica de interpolação cúbica. O processo é feito para as séries de afluência dos dois reservatórios considerados no estudo de caso.

A figura 23 exemplifica o resultado da desagregação realizada na série de afluência do reservatório da UHE GBM, para toda a série histórica cedida pela ANA até o momento da consulta. O mesmo procedimento foi realizado para a série histórica de afluência do reservatório da UHE Segredo.

Figura 23 - Desagregação da Série Histórica de Vazão no Reservatório de Foz do Areia (Diário X Horário)



Fonte: O autor (2023)

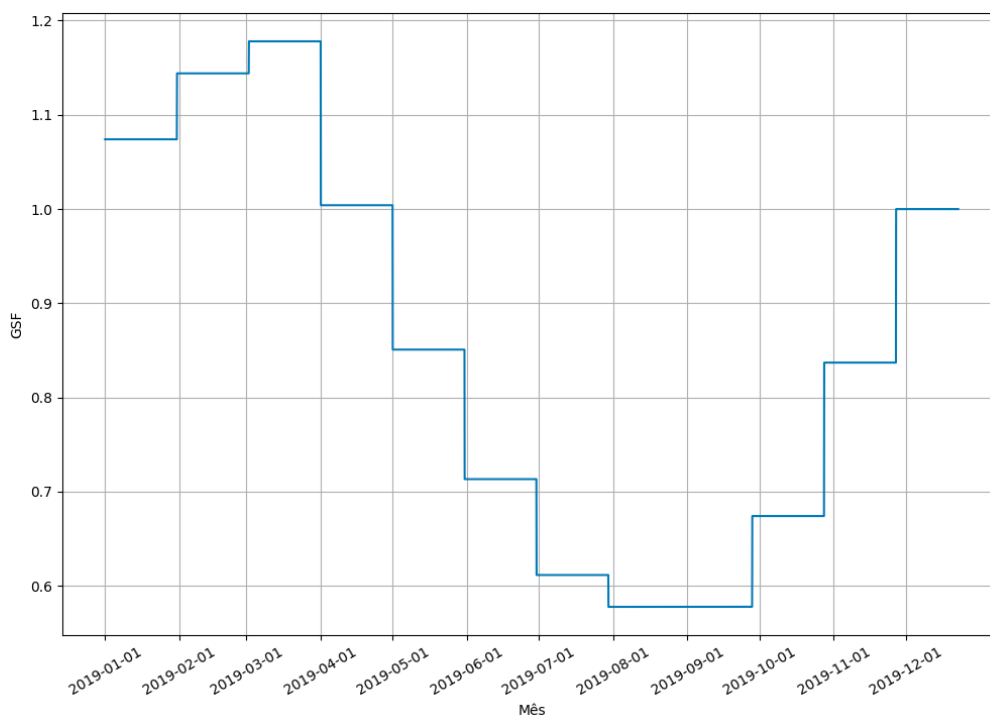
Para acompanhar a mesma linha temporal da série de PLD, utilizam-se os dados de afluência dos reservatórios referentes ao ano de 2019.

➤ Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF é um fator de ajuste para as usinas que compõem o MRE utilizado no cálculo da compensação da Geração no MRE. Essa etapa estabelece a compensação financeira a ser realizada por usina em função de sua participação no MRE. A compensação deve ser proporcional à energia recebida ou fornecida ao MRE ao longo de um mês de apuração (CCEE, 2023c). Na figura 24 são apresentados os valores de GSF apurados mensalmente ao longo do ano de 2019, consultados no site da CCEE (CCEE, 2023d).

Como os cenários avaliados têm exatamente o mesmo horizonte de planejamento (30 dias), conforme os recortes sucessivos na série histórica de cada variável de entrada, supõe-se que o GSF apurado em determinado mês equivale aos 30 dias de planejamento do cenário associado àquele mês.

Figura 24 - Generation Scaling Factor (GSF) Mensal ao Longo de 2019



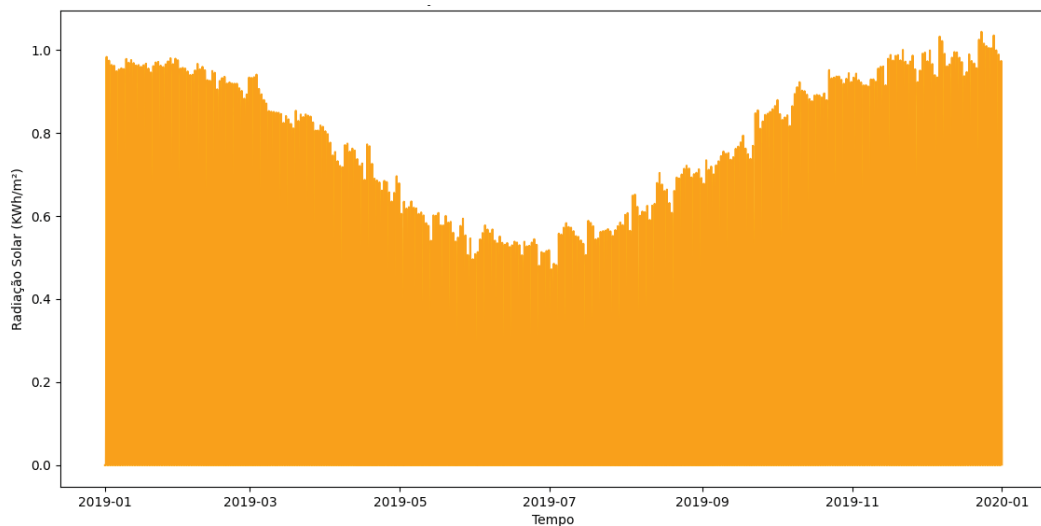
Fonte: Adaptado de CCEE (2023)

➤ Radiação Solar

Os dados de radiação solar foram obtidos de (ERA5, 2023). A coleta dos dados de radiação solar no reservatório da UHE GBM, onde a usina solar seria instalada, é feita em escala horária abrangendo todo o período de 2019. A variável correspondente à radiação solar na plataforma é “*Clear-sky direct solar radiation at surface*”, medida em J/m^2 .

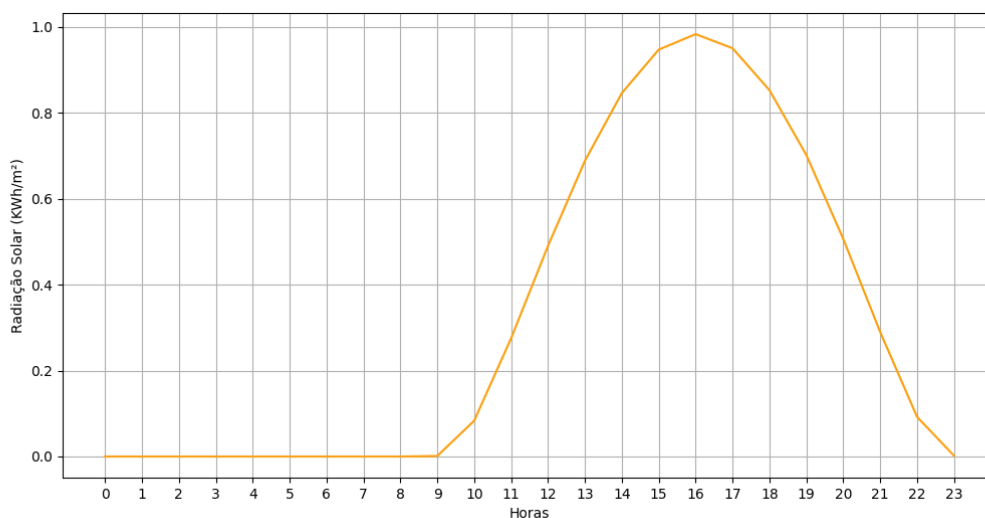
Este parâmetro é a quantidade de radiação direta do Sol (também conhecida como radiação solar ou de ondas curtas) que atinge a superfície da Terra, assumindo condições de céu claro (sem nuvens). É a quantidade de radiação que passa por um plano horizontal (ERA5, 2023).

Figura 25 – Dados de Radiação Solar no Reservatório de Foz do Areia ao Longo de 2019



Fonte: Adaptado de ERA5 (2023)

Figura 26 – Dados de Radiação Solar no Reservatório de Foz do Areia no Dia 01/01/2019



Fonte: Adaptado (ERA5, 2023).

5.4 PARÂMETROS DE ENTRADA PARA OS MODELOS

Os parâmetros utilizados nos modelos e citados a seguir não são fixos e podem variar de acordo com a análise.

➤ Valor da Energia no ACL

Os contratos de comercialização de energia no ACL resultam da livre negociação entre os agentes, assim, os valores que são praticados não ficam acessíveis para consulta pública. Na maioria dos casos, vigoram valores a preço fixo ou atrelados ao PLD, das negociações entre os agentes do ACL.

Para definir o preço da energia contratada no ACL, fez-se a consulta do valor do PLD antes do período de planejamento considerado (CCEE, 2023b). Esse valor é corrigido com a estimativa de inflação para o ano do período de planejamento (Tabela 4). Essa metodologia define o preço da energia elétrica contratada no ACL para os cenários analisados no ano de 2019.

- Último registro do PLD em 2018: 135,45 R\$/MWh

Tabela 4 - Ajuste Monetário do Preço da Energia Contratada no ACL

Correção pelo IPCA (IBGE)	
Dados informados	
Data inicial	01/2019
Data final	01/2020
Valor nominal	R\$ 135,45
Dados calculados	
Índice de correção no período	1,04525080
Valor percentual correspondente	4,525080 %
Valor corrigido na data final	R\$ 141,58

Fonte: Adaptado de BCB (2023)

➤ Valor da Energia no ACR

No ACR, a regulação é responsável por aspectos como o preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, e demais condições (CCEE, 2024b).

Mensalmente, a CCEE divulga um relatório (denominado “Infomercado”) que apresenta os contratos celebrados entre as distribuidoras e as usinas e seus respectivos leilões. O documento também apresenta os resultados dos contratos de comercialização regulados que sofreram diminuição dos montantes de energia, conforme os mecanismos regulatórios de redução vigentes (MCSD de Energia Nova, MCSD de Energia Existente e acordo bilateral).

Uma consulta feita ao último relatório divulgado no período de planejamento de 2019, registra o valor médio de 172 R\$/MWh para contratos por quantidade de fonte hidrelétrica do submercado Sul e início de suprimento em 01/01/2019 (CCEE, 2019).

➤ Montantes de Participação

Os contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente livre e regulado dos modelos de otimização são contratos por quantidade. A usina solar do modelo de negócio que considera a configuração híbrida, tem sua energia contratada também por quantidade, visto que a tecnologia de geração não é conveniente para

contratos por disponibilidade, com um montante fixo de energia (MWh) devendo ser atendido diariamente.

A comercialização da energia gerada pela planta solar se dá por contrato de livre comercialização (ACL) por quantidade de energia entregue diariamente, com vigência igual ao período de planejamento, sendo os déficits supridos pela UHR. O montante contratado é determinado a partir da estimativa de energia que a usina solar será capaz de produzir, sua capacidade. A estimativa é realizada com base nas características técnicas da usina e do histórico de radiação solar incidente na localização da usina.

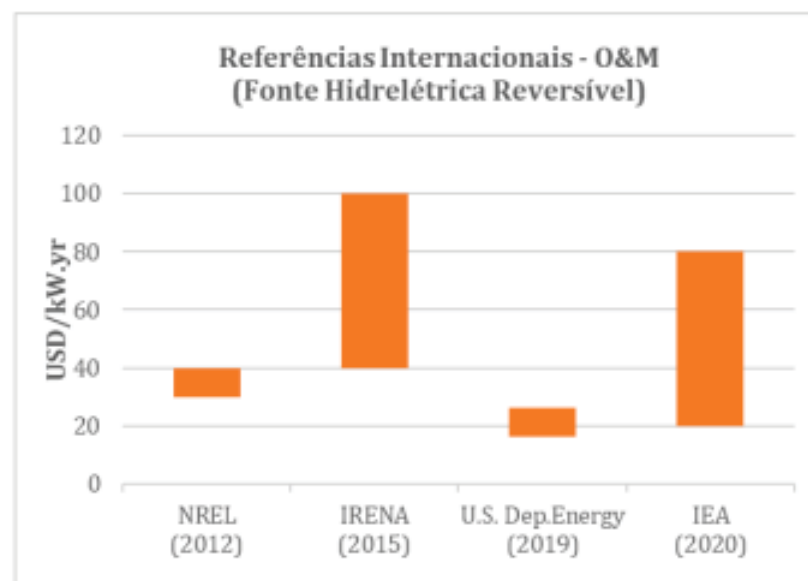
O montante de energia contratada no mercado livre e/ou no mercado regulado é definido a partir da garantia física da usina. Para avaliar diferentes situações em cada modelo de negócio, foram testadas diferentes combinações da garantia física da UHR nos mercados e serviços que compõem cada modelo de negócio. O objetivo é encontrar a combinação que maximize a receita da UHR em cada modelo de negócio analisado.

➤ Custos de O&M

O caderno de preços de geração da EPE (2021b) consultado para se obter o valor de O&M da usina reversível, faz alegações pouco precisas a respeito dessa informação. Existe uma considerável variação da faixa de valores de O&M em projetos de UHR, porque os custos podem variar bastante a depender da tecnologia usada e do tempo de armazenamento. Além disso, no caso de UHRs, assim como em usinas hidrelétricas convencionais, os valores sobre custos de investimento e custos de operação variam muito para cada projeto.

Uma considerável variação de valores pode ser observada pelo gráfico da Figura 27.

Figura 27 - Valores Internacionais de O&M de Projetos Hidrelétricos Reversíveis



Fonte: EPE adaptado de NREL (2019), IRENA (2015), USDOE (2019) e IEA (2020).

De acordo com Brandão; Castro; Hunt (2021), das UHRs modeladas como candidatas à expansão do sistema para 2029, o valor de anuidade do investimento mais encargos e O&M fica em média igual a R\$ 771,2 por kWano. Na Nota Técnica nº 251/2020-SGT/ANEEL, foi estimado para o ano de 2021 o valor de R\$ 7,42 por MWh para as usinas hidrelétricas convencionais. Como não foram encontrados dados consistentes de custos de O&M a respeito de UHRs, o valor de R\$ 7,42 por MWh é utilizado como referência para esse parâmetro de entrada do modelo de otimização.

➤ Custo de Partida, Parada e Manobras Operacionais

É difícil mensurar o custo associado às manobras de partida e parada em uma usina hidrelétrica convencional ou reversível. O custo pode variar com base em vários fatores, incluindo o tamanho da usina, sua capacidade de geração, o sistema de controle e operação e outros fatores específicos da usina. Não há um custo médio padronizado para a partida e parada em usinas hidrelétricas, e os valores variam de caso a caso.

No entanto, essa é uma informação importante na representação do problema que não pode ser ignorada. Por isso é preciso compreender como se dá a operação de uma UHR na prática. De acordo com MB Drive Services (2023), existem dois tipos

principais de regimes operacionais definidos pelas UHRs. No primeiro as UHRs têm a finalidade de balancear a demanda e geração de energia da rede durante o dia, trata-se das UHRs de ciclo diário. O segundo regime operacional é compreendido pelas UHRs com ciclo sazonal, com o propósito de balancear a demanda e geração de energia ao longo do ano, compensando as diferenças sazonais de geração e consumo ao longo desse período.

O presente trabalho utiliza um modelo com base na operação de UHRs de ciclo diário e mensal. Em MB Drive Services (2023) é descrito brevemente como as UHRs de ciclo diário são comumente operadas. Há um primeiro pico de demanda de energia nas primeiras horas da manhã, seguido por outro no final da tarde/noite. Antes do meio-dia ou durante a noite o consumo costuma ser menor. Nesse esquema, a UHR é operada duas a três vezes por dia em modo bomba e o mesmo número de vezes em modo turbina. Com o aumento do número de fontes de energia renovável, a geração é menos previsível e a tendência é de mais transições do modo bomba para o modo turbina ou vice-versa durante o dia.

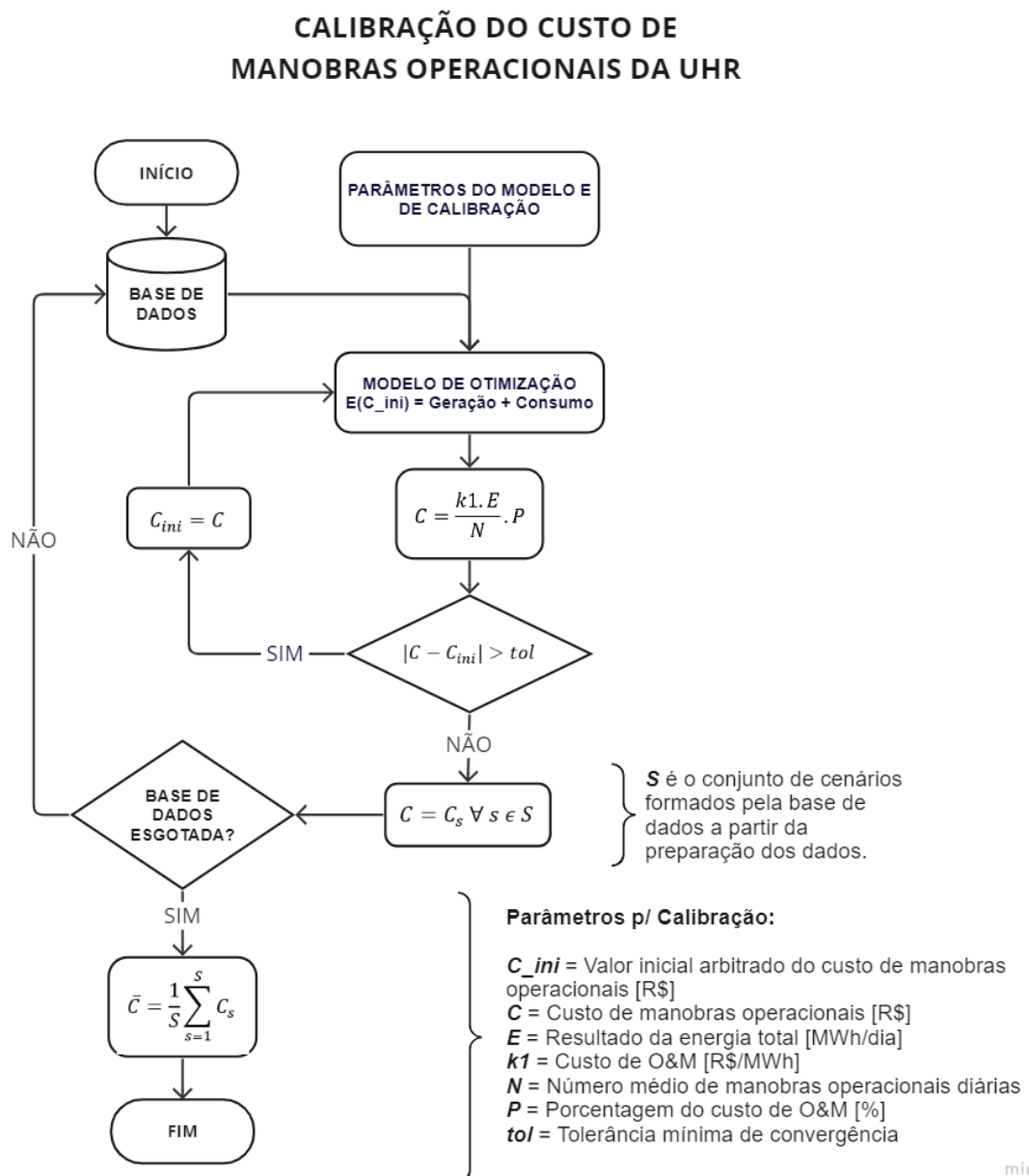
Como já foi dito, a UHR é operada até três vezes por dia em modo bomba e em modo turbina. Neste caso são até cinco transições no modo operacional da usina por dia, considerando os modos operacionais intercalados. Além disso, existe a situação de um estado ocioso, em que a usina não estaria nem gerando e nem consumindo energia. Para essa condição adicionam-se mais duas transições operacionais à contagem, parada e partida, que totalizam sete transições (interrupções) no modo operacional da usina por dia.

Por fim, para se chegar a um valor de custo associado às paradas, partidas e transições no modo operativo é realizada uma calibração do respectivo parâmetro com o modelo de otimização empregado. Como não existem dados de referência que sirvam como base de comparação para o ajuste do parâmetro, a metodologia utilizada foi a seguinte.

Um número relativamente alto de manobras operacionais diárias é definido e seu custo total é fixado como uma parcela do valor de O&M. Por sua vez, o valor de O&M é uma das saídas do modelo de otimização. Então, a otimização é feita n vezes até que o valor inicialmente arbitrado para o custo de manobras operacionais, utilizado como dado de entrada da otimização, comece a convergir com o valor calculado na saída da própria otimização. O valor encontrado para o custo de manobras operacionais utiliza um número de transições operacionais diárias previamente

definido - inclui paradas, partidas e mudanças no modo de operação de turbina para bomba, e vice-versa - e o custo de O&M calculado pela otimização. Esse processo é feito com 100 cenários diários distintos da base de dados, cada um com diferentes condições de entrada para o modelo, e para cada um dos quatro modelos de otimização. Ao final uma média dos 400 resultados encontrados para o custo de manobras operacionais é calculada. Na figura 28 está esquematizado um fluxograma do processo de calibração do custo de manobras operacionais da UHR, para cada um dos 4 modelos de otimização.

Figura 28 - Metodologia de Calibração do Custo de Manobras Operacionais da UHR



O valor inicialmente arbitrado é 1, a tolerância inicia com um valor arbitrariamente alto, a porcentagem do custo de O&M adotada é 10% e o número médio de manobras operacionais é sete.

A base de dados armazena dados de entrada do modelo, vazões afluentes nos reservatórios, PLD, entre outros. Através da base de dados é possível formar vários cenários hipotéticos que serão rodados no modelo de otimização.

O resultado calibrado para custo de manobras operacionais ficou na média de R\$ 1000,00 reais. Destaca-se que o valor relativamente baixo de apenas 10% do custo de O&M, representando o custo total de manobras operacionais da UHR, foi definido dessa forma para se obter um valor que não afetasse a dinâmica da UHR, prejudicando as análises dos modelos de otimização.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Definidos todos os parâmetros necessários, é possível encontrar o resultado ótimo para as receitas de cada um dos problemas de otimização definidos a partir da inserção de uma UHR em diferentes modelos de negócio e sob diferentes condições de mercado e cenário hidrológico.

Os parâmetros comuns para todos os modelos de otimização estão compilados na tabela 6. Esses valores são referentes ao ano de 2019, escolhido para fornecer a base de dados dos modelos de otimização.

Tabela 5 - Parâmetros Comuns aos Modelos de Otimização

Altura de queda líquida	117,44 m
Volume inicial do reservatório superior	2889,5 hm ³
Volume inicial do reservatório inferior	1475 hm ³
Volume máximo do reservatório superior	5779 hm ³
Volume mínimo do reservatório superior	1974 hm ³
Volume máximo do reservatório inferior	2950 hm ³
Volume mínimo do reservatório inferior	2562 hm ³
Vazão máxima de engolimento no modo turbina de cada máquina	372 m ³ /s
Vazão mínima de engolimento no modo turbina de cada máquina	50 m ³ /s
Vazão máxima de engolimento no modo bomba de cada máquina	372 m ³ /s
Vazão mínima de engolimento no modo bomba de cada máquina	50 m ³ /s
Unidades geradoras (UGs)	4
Vertimento máximo do reservatório superior	10030 m ³ /s
Vertimento mínimo do reservatório superior	0 m ³ /s
Vertimento máximo do reservatório inferior	16200 m ³ /s
Vertimento mínimo do reservatório inferior	0 m ³ /s
Rampa de subida e descida	0,8
Eficiência média do modo turbina	{MAQ1: 92%, MAQ2: 95%, MAQ3: 92%, MAQ4:95%}
Eficiência média do modo bomba	{MAQ1: 88%, MAQ2: 90%, MAQ3: 88%, MAQ4:90%}
Custo de O&M	8,00 R\$/MWh
Custo de partida de parada	1000,00 R\$
Garantia física	604,3 MW
Valor da energia contratada no ACL	141,58 R\$/MWh

Fonte: Autor (2024).

6.1 MODELO DE NEGÓCIO 1

O primeiro modelo de negócio considera a comercialização de energia da UHR no mercado livre (ACL) e no mercado de curto prazo (MCP). Com isso, o seu montante de energia contratada no ACL é 300 MWmédios, aproximadamente metade da garantia física definida para a UHE GBM, que é de 604,3 MWmédios.

Ao todo 10 cenários diferentes com tamanho igual a 30 dias foram otimizados. Foram calculadas medidas estatísticas para descrever o conjunto de resultados das receitas dos 10 cenários.

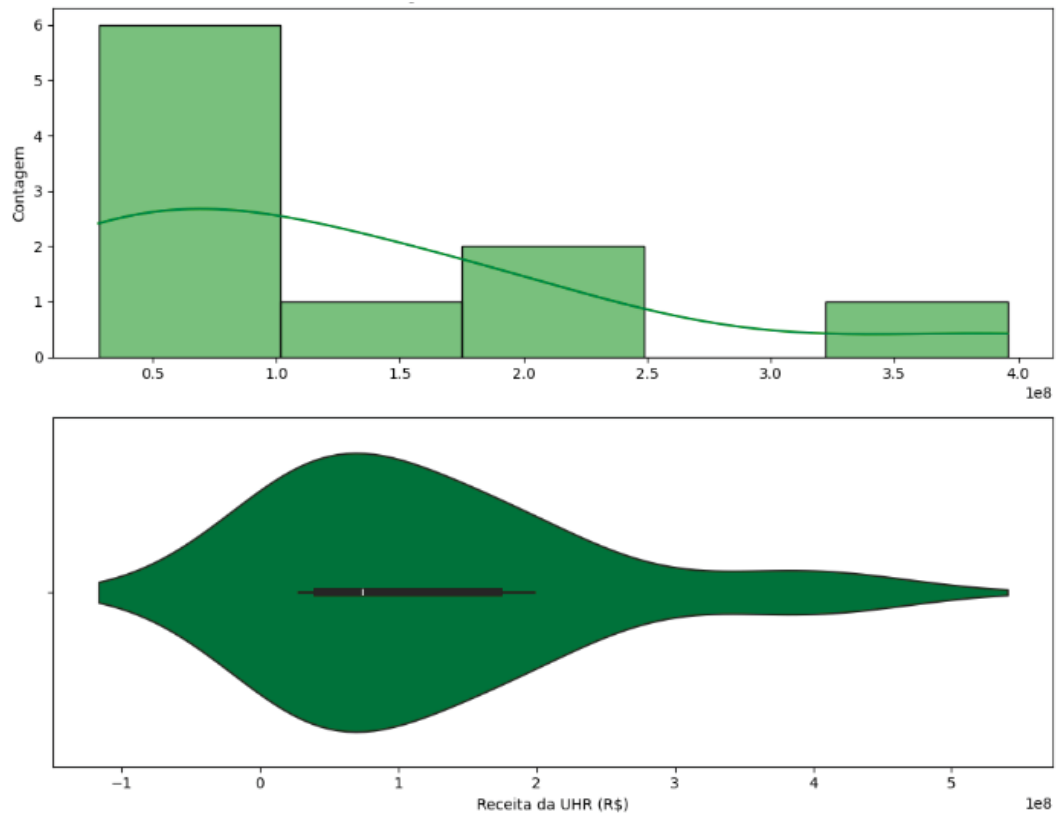
Tabela 6 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 1

Tamanho	10
Média [R\$]	122,714 Milhões
Primeiro Quartil [R\$]	42,266 Milhões
Segundo Quartil [R\$]	74,668 Milhões
Terceiro Quartil [R\$]	172,092 Milhões
Máximo [R\$]	395,704 Milhões
Mínimo [R\$]	28,109 Milhões
Amplitude [R\$]	367,594 Milhões
Variância [R\$²]	1.1851e+16
Desvio Padrão [R\$]	108,866 Milhões
Coeficiente de Variação	1.1272
Assimetria	1.4094

Fonte: Autor (2024)

Além disso, a Figura 29 mostra um histograma e um gráfico *violin-plot* das receitas otimizadas, complementam a análise estatística realizada sobre os resultados das receitas dos 10 cenários.

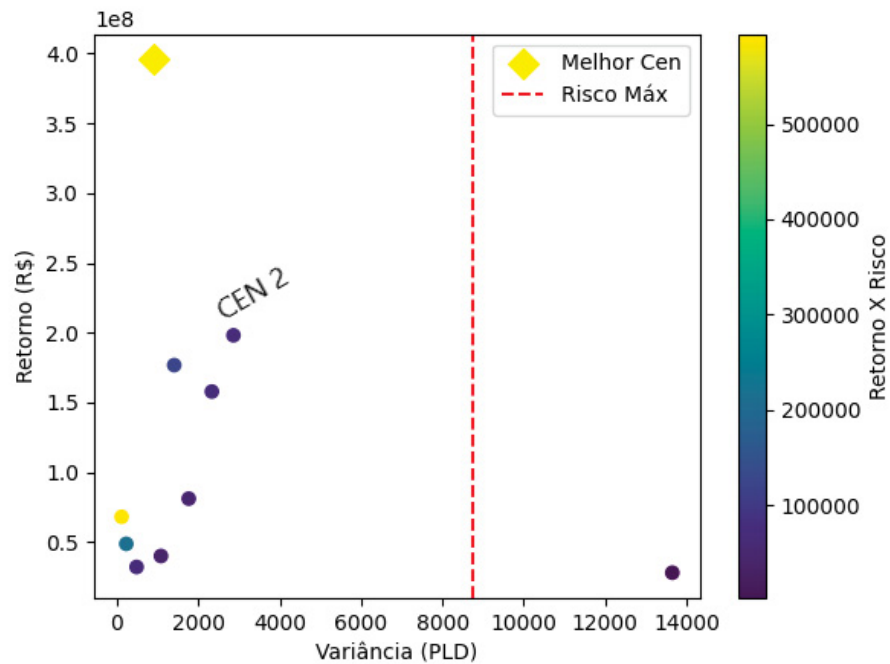
Figura 29 - Histograma e *Violin-Plot* das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

Como parte da proposta de considerar a incerteza das afluências nos reservatórios e do preço da energia elétrica utiliza-se o método de otimização estocástica implícita (OEI). No método de OEI emprega-se um modelo de otimização determinístico para determinar a política ótima de operação diante de vários cenários igualmente possíveis de afluências e preços, em seguida o conjunto de resultados ótimos obtidos é examinado a fim de se obter uma única política ótima de operação. Além da OEI ser capaz de incorporar a estocasticidade dos dados de entrada de otimização, é mais simples matematicamente que os métodos de otimização estocástica explícita (OEE) (Celeste e Billib 2009). Adicionalmente, o risco associado a cada cenário otimizado é incorporado à análise a partir da relação Risco X Retorno obtida em cada otimização. A relação de Risco x Retorno é ilustrada na figura 30.

Figura 30- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 1

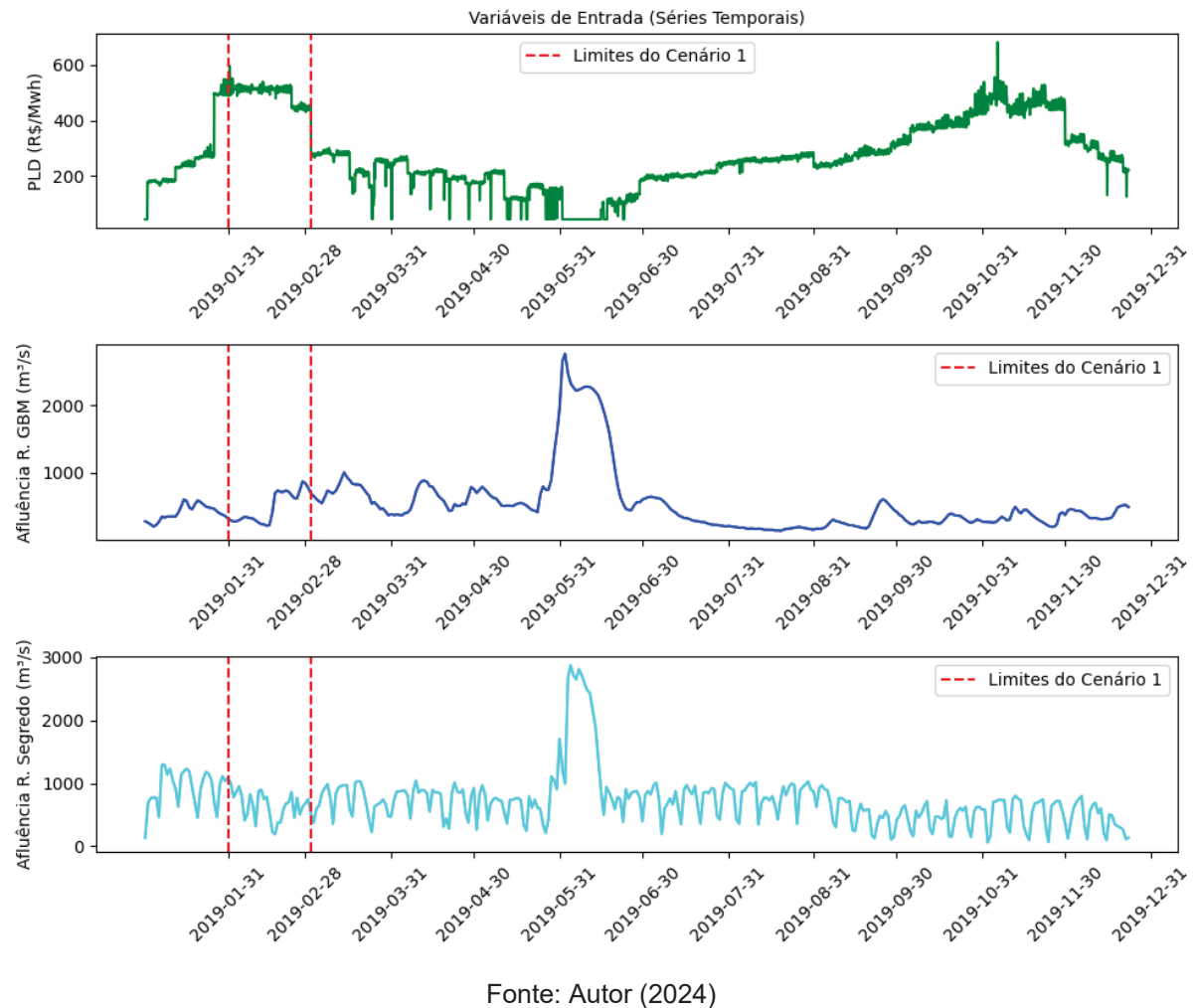


Fonte: Autor (2024)

O cenário 1 obteve o melhor desempenho com relação ao retorno sobre o risco, bem como a maior receita total para o período analisado. Na Figura 30, o cenário 1 é destacado, conforme a legenda do gráfico. No entanto, o cenário 1 foi o único em que a UHR não bombeou água. Esse comportamento pode ser explicado principalmente pelas condições de preço e até de afluência do cenário 1, em comparação com os demais.

O nível de confiança para definir o risco máximo é de 95%. Representa o intervalo de confiança para o qual a variância não excederá um determinado valor, sendo esse valor o risco máximo aceitável.

Figura 31 – Séries Temporais do Cenário 1



Com a figura 31 fica evidente que o cenário 1, delimitado no gráfico pelas linhas verticais tracejadas em vermelho, apresenta em quase todo o conjunto de dados um comportamento estável, comparado com os demais cenários. Adicionalmente, possui valores altos para o preço da energia elétrica (PLD). Além disso, a afluência nos reservatórios da UHR não é baixa, principalmente da metade do cenário em diante.

Essas características contribuem para um resultado financeiro significativo, um risco baixo e uma condição nos reservatórios que não favorece o bombeamento, visto que a afluência do reservatório superior cresce ao final do cenário, que não contribui para o bombeamento e uso posterior.

Com relação aos demais cenários, há destaque para alguns deles devido às seguintes características:

- O cenário 0 teve o maior volume de água bombeada: 160298.03 m³

- O cenário 4 teve o maior volume de água turbinada: 965674.08 m³
- O cenário 1 teve maior retorno financeiro: R\$ 395,704 Milhões
- O cenário 1 obteve melhor desempenho retorno x risco

A fim de analisar com mais detalhes algum dos cenários otimizados no primeiro modelo de negócio, optou-se por escolher o cenário 2, que apresenta a maior receita total, depois do cenário 1, e está dentro do limite de risco máximo aceitável. Não é interessante ver em detalhes o cenário 1, já que neste a UHR não bombeou água.

6.1.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 1

Os resultados do negócio 2 estão expressos na Tabela 7.

Tabela 7 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 1

Receita Total [R\$]	198,183 Milhões
Custo total de O&M [R\$]	7,358 Milhões
Custo com PARTIDAS e MANOBRAS OPERACIONAIS [R\$]	51000,00
Custo com PARADAS [R\$]	9000,00
Volume Turbinado [m ³]	792826,97
Volume Bombeado [m ³]	30696,41
Horas de Operação das Máquinas Somadas [horas]	2393
Porcentagem de Tempo em Operação [%]	83,09

Fonte: Autor (2024)

A figura 32 ilustra as vazões totais turbinada e bombeada pela UHR. É possível observar, principalmente ao longo das 200 primeiras horas do horizonte de planejamento, que existe uma periodização da vazão turbinada pela UHR. Essa periodização é compatível com ciclos de 24 horas, ou ciclos diários. O ciclo diário tem influência sobre o preço da energia elétrica (PLD), que por sua vez dita o comportamento da UHR na procura por maximizar a sua receita através da geração de energia.

Esse comportamento de oscilação da vazão turbinada é uma reação planejada para gerar o máximo de receita possível a partir da capacidade disponível

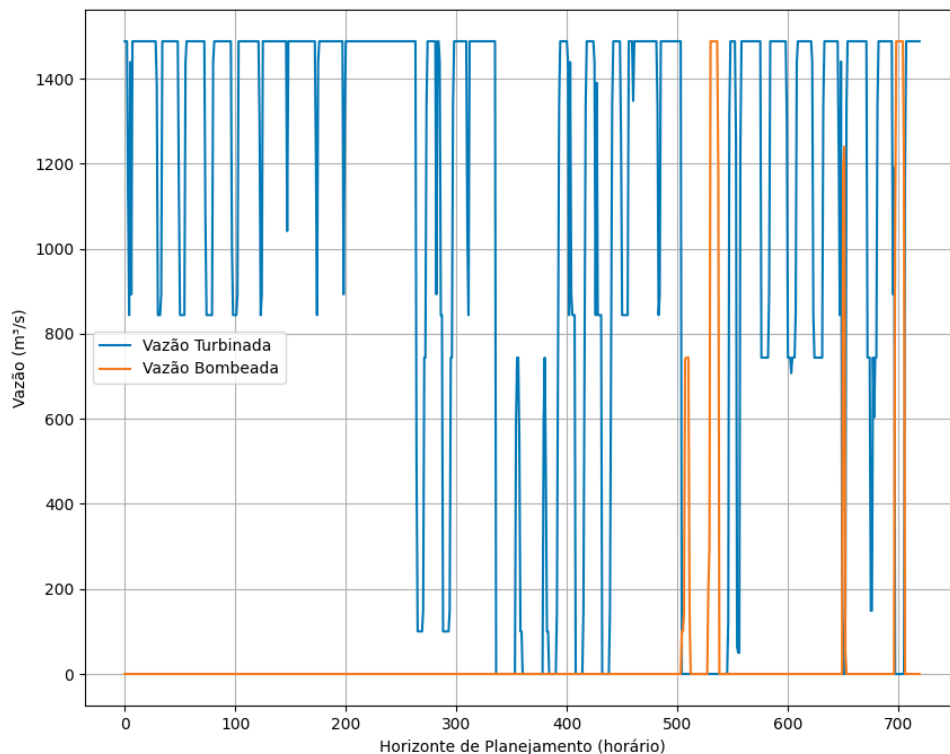
para operar no MCP com a arbitragem de preços. Esse comportamento é o de vender mais na alta dos preços e menos na baixa dos preços, e até mesmo comprar na baixa dos preços para vender na alta dos preços.

Observa-se através da figura 32, um número relativamente alto de vezes em que a vazão turbinada da usina esteve abaixo do mínimo necessário para o atendimento da sua demanda contratada no mercado livre, que é 300 MW médios. Essas ocorrências representam um custo em que a usina se coloca por razões estratégicas ou necessárias ao custo de um resultado final melhor, visto que o não atendimento à demanda contratada acarreta liquidação financeira ao custo do PLD.

É possível observar uma característica interessante com relação ao modelo. Das vezes em que a UHR bombeou água, em algumas dessas vezes ela bombeou sem que nada fosse turbinado, já em outras ela bombeou e turbinou simultaneamente. Esse comportamento só é observado nesses casos porque o modelo de otimização considera a individualização das máquinas (turbinas reversíveis) da UHR.

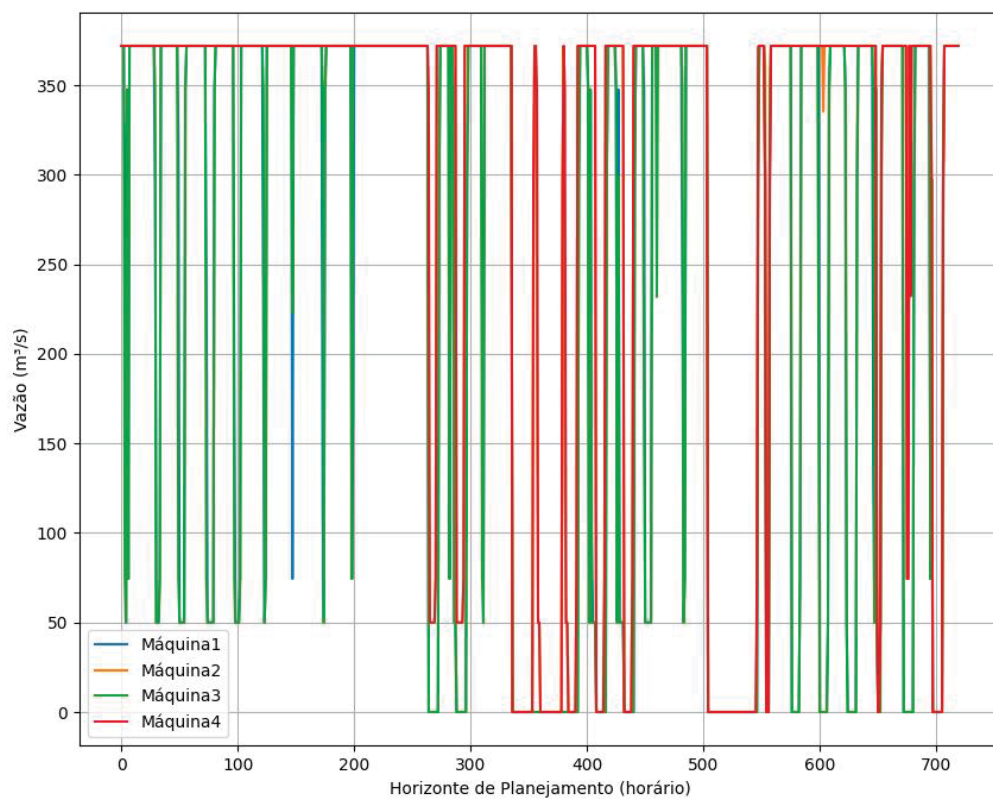
A vazão bombeada pela UHR ocorre nos momentos em que o preço da energia elétrica (PLD) está baixo, gerando um menor custo à função objetivo.

Figura 32 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



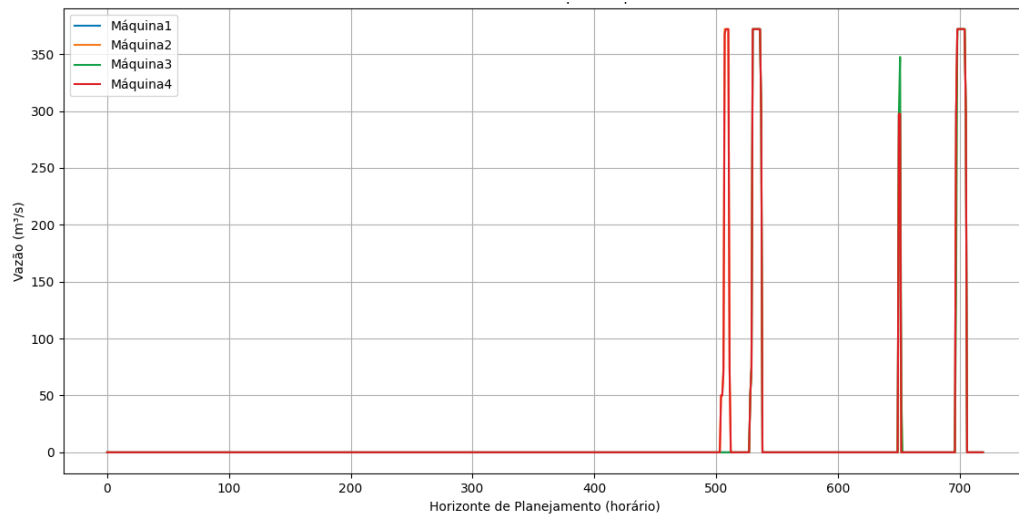
As figuras 33 e 34, representam respectivamente as vazões turbinadas e bombeadas discriminadas por máquina da UHR. É possível observar que há uma priorização por determinadas máquinas que apresentam uma eficiência melhor. Essa diferenciação de eficiência das máquinas foi propositalmente definida com a intenção de avaliar justamente a seleção delas pelo modelo de otimização. Por algumas vezes algumas máquinas têm comportamento idêntico, o que faz com que suas linhas se sobreponham.

Figura 33 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

Figura 34 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1

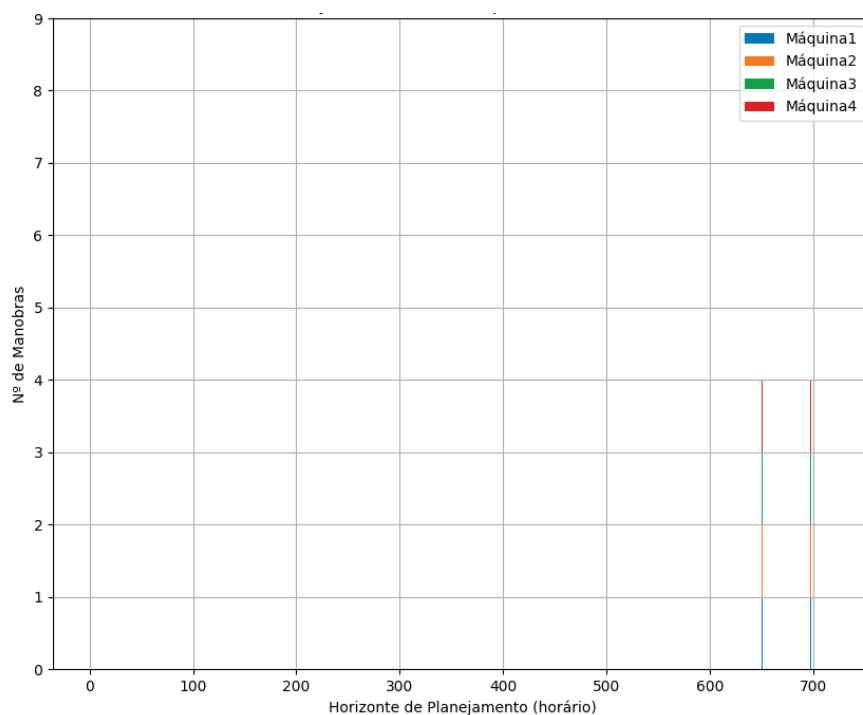


Fonte: Autor (2024)

As figuras 35 a 38, são gráficos de barras empilhadas que definem partidas, paradas e mudanças no modo bomba para o modo turbina e vice-versa de cada máquina ao longo do período de planejamento da otimização.

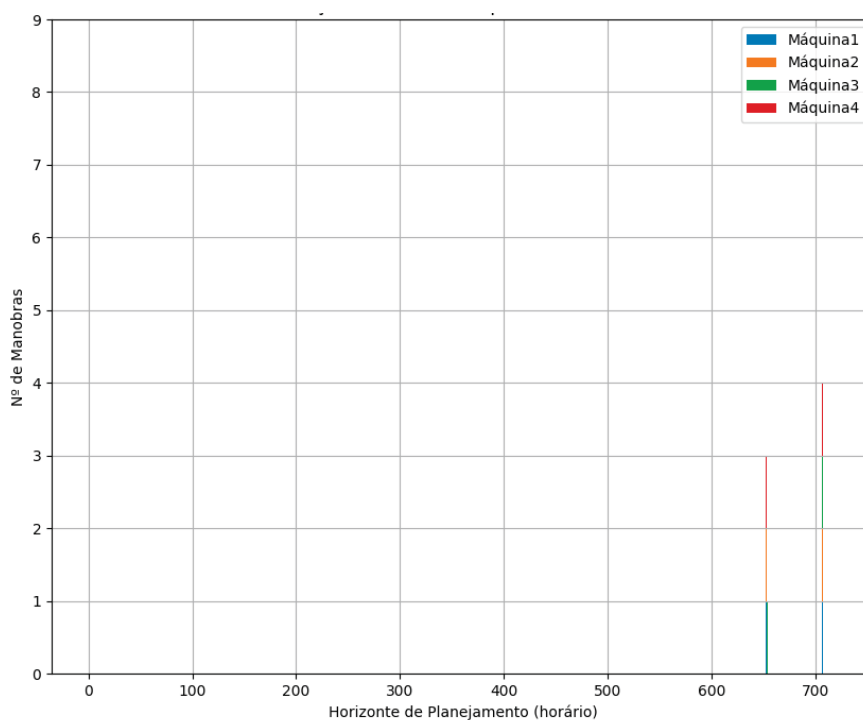
O gráfico das figuras 35 e 36, que representam as transições do modo bomba para o modo turbina e vice-versa são semelhantes. Esse resultado ocorre porque existe uma ligação das variáveis binárias em questão com as variáveis de vazão turbinada e bombeada. Constata-se a ocorrência dessa ligação entre as horas 650 e 706. Na hora 650 ocorre a mudança do modo turbina para o modo bomba (Figura 35), de todas as máquinas, pois as máquinas da UHR vinham turbinando em momento anterior. Na hora 652 três máquinas fazem a mudança do modo bomba para o modo turbina, pois no evento anterior que acabou de ser descrito, elas estavam no modo bomba. Esse processo se repete de forma quase idêntica nas horas 697 e 706.

Figura 35 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

Figura 36 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócios 1

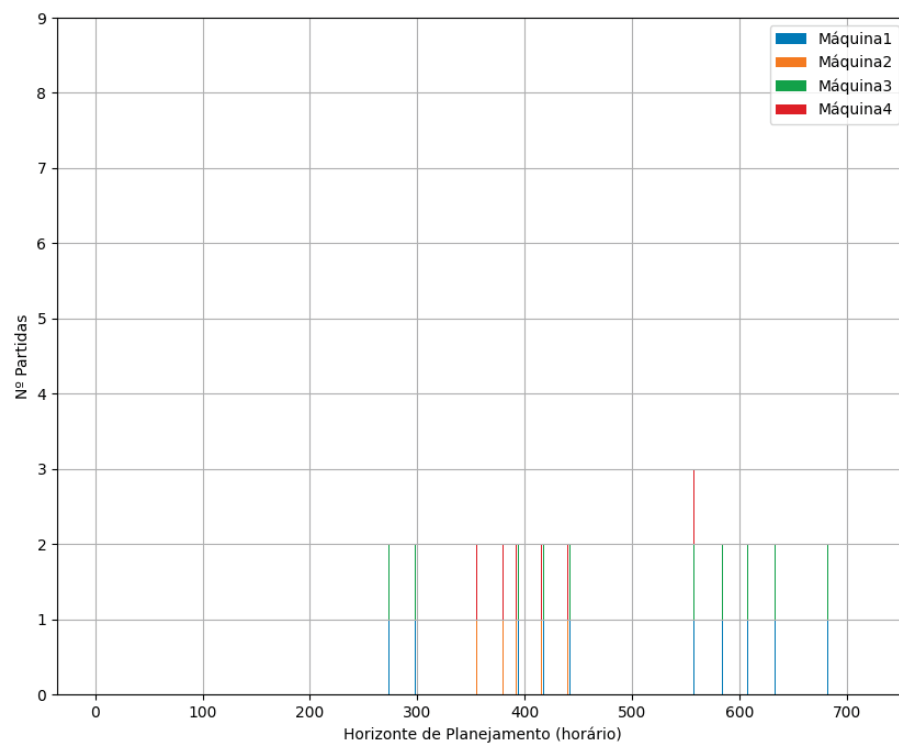


Fonte: Autor (2024)

Mesmo observando que houve bombeamento nas horas 504 e 528, não se observa, como nos casos anteriormente comentados, a ocorrência de transições no modo operacional das máquinas da UHR. Isso porque na hora 504 do horizonte de planejamento se inicia um novo dia e o modelo só considera paradas, partidas e manobras operacionais ocorridas ao longo do dia. Na hora 525 a UHR vinha de uma condição em que estava ociosa, portanto, sua vazão era igual a 0 e, dessa forma, não há qualquer tipo de mudança do modo operacional.

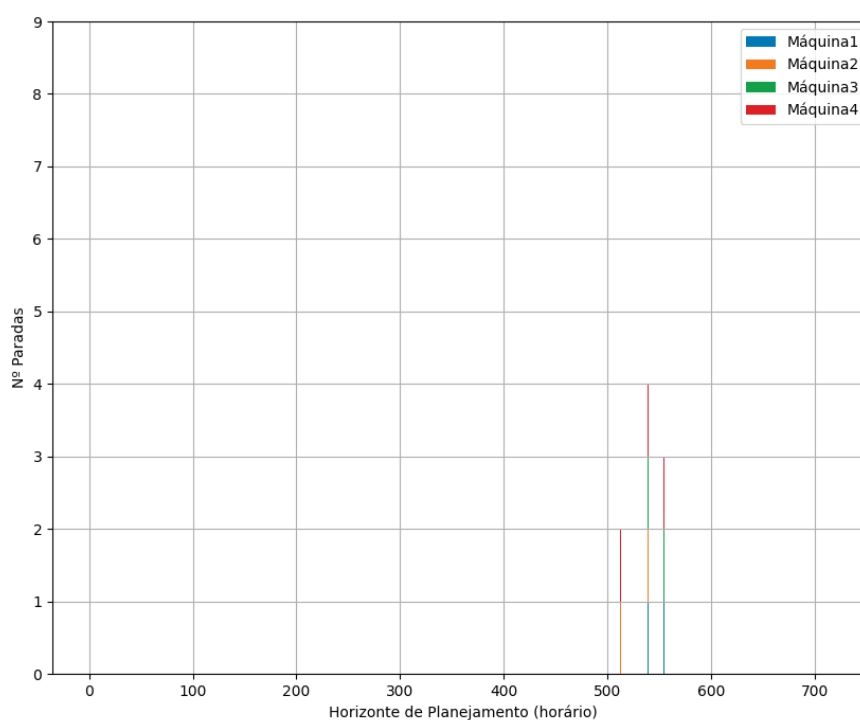
As partidas e paradas (Figuras 37 e 38), ocorrem justamente nos momentos em que as vazões, de turbinamento e bombeamento, começam a assumir valores iguais a zero, por volta da hora 300.

Figura 37 - Partidas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

Figura 38 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

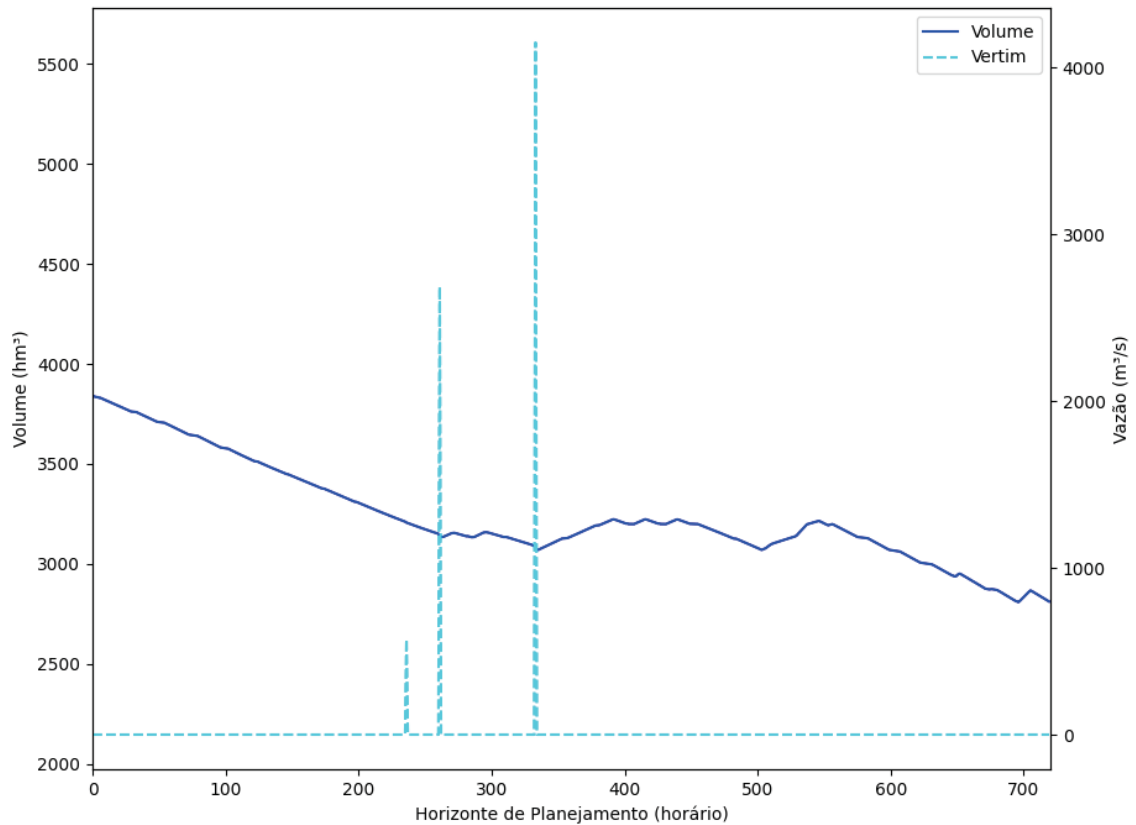
Destaca-se que se o modelo levasse em consideração partidas, paradas e manobras operacionais ocorridas entre um dia e outro, o número de eventos desse tipo seria ainda maior.

A evolução dos dois reservatórios da UHR ao longo do tempo é representada pelas figuras 39 e 40. O número de vertimentos no reservatório superior é muito menor que do reservatório inferior. Vertimentos no reservatório superior são indesejados, pois desperdiçam energia turbinável, mas é uma condição que pode existir até mesmo para satisfazer restrições operacionais da usina ou do próprio modelo de otimização. No reservatório inferior a condição de vertimento é mais aceitável e ocorre um número maior de vezes.

Outra comparação que se pode fazer com relação aos dois reservatórios é a variação do volume de água armazenada nos reservatórios, que é muito mais expressiva no reservatório inferior. No reservatório superior o volume útil do reservatório é gradativamente deplecionado, partindo com 50% do seu volume útil e chegando ao final do horizonte de planejamento com 22% (2812,39 hm³) do volume útil. No reservatório inferior o ponto de partida da otimização também é com 50% do volume útil, porém ao longo do tempo o reservatório chega a atingir 0% do seu volume

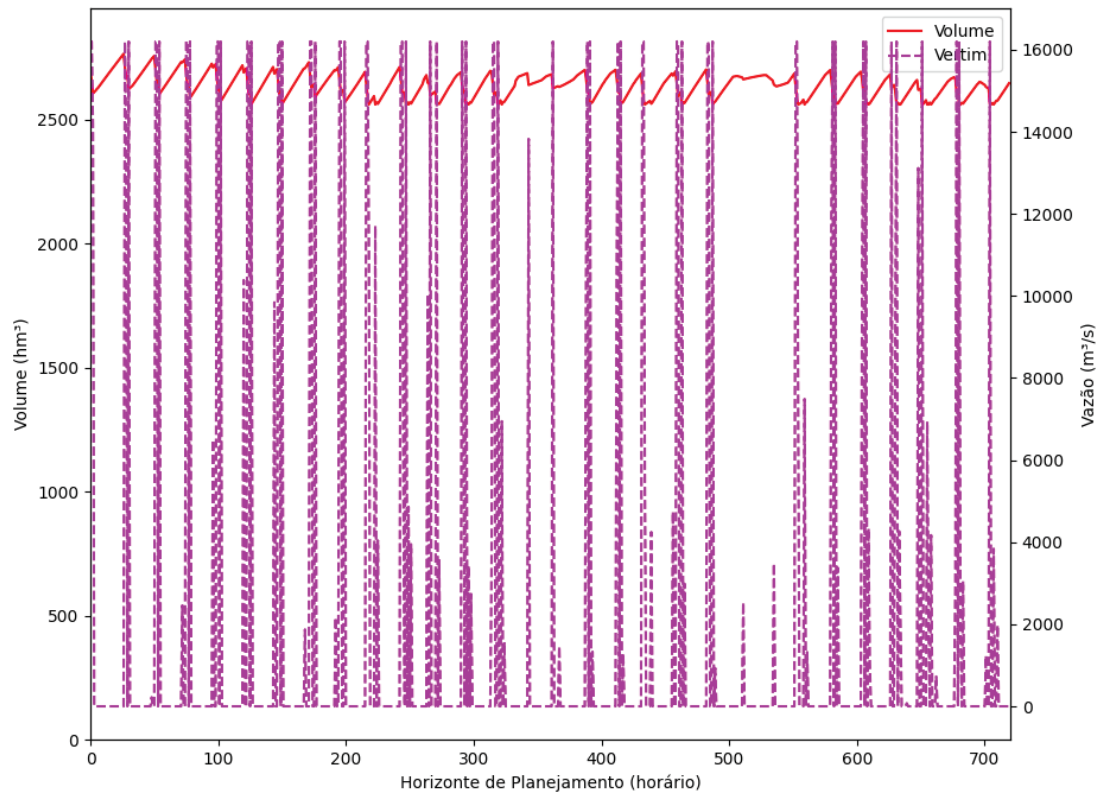
útil 30 vezes, e chega ao fim do horizonte de planejamento com 22% (2647,49 hm³) do seu volume útil, coincidentemente. Destaca-se que o volume útil do reservatório inferior é quase 10 vezes menor que o do reservatório superior.

Figura 39 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Otimização 1



Fonte: Autor (2024)

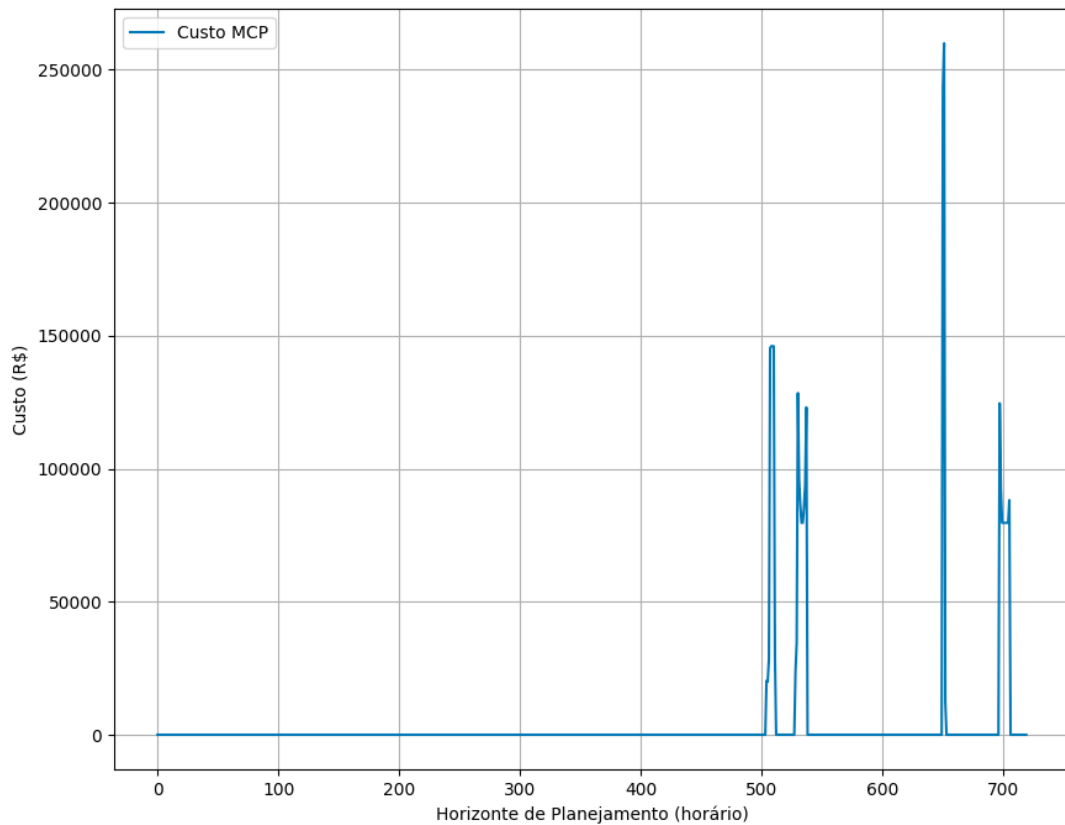
Figura 40 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Otimização 1



Fonte: Autor (2024)

Do gráfico de custo com consumo de energia da UHR (Figura 41), o que se pode extrair é que esses custos são consequência do bombeamento de água e por conta disso acontecem exatamente nos mesmos momentos em que houve bombeamento por parte da UHR. Pode-se observar também que variam, mesmo tendo por vezes valores máximos de vazão bombeada iguais, os custos não são os mesmos pois refletem a diferença de preços da energia elétrica (PLD) em momentos distintos.

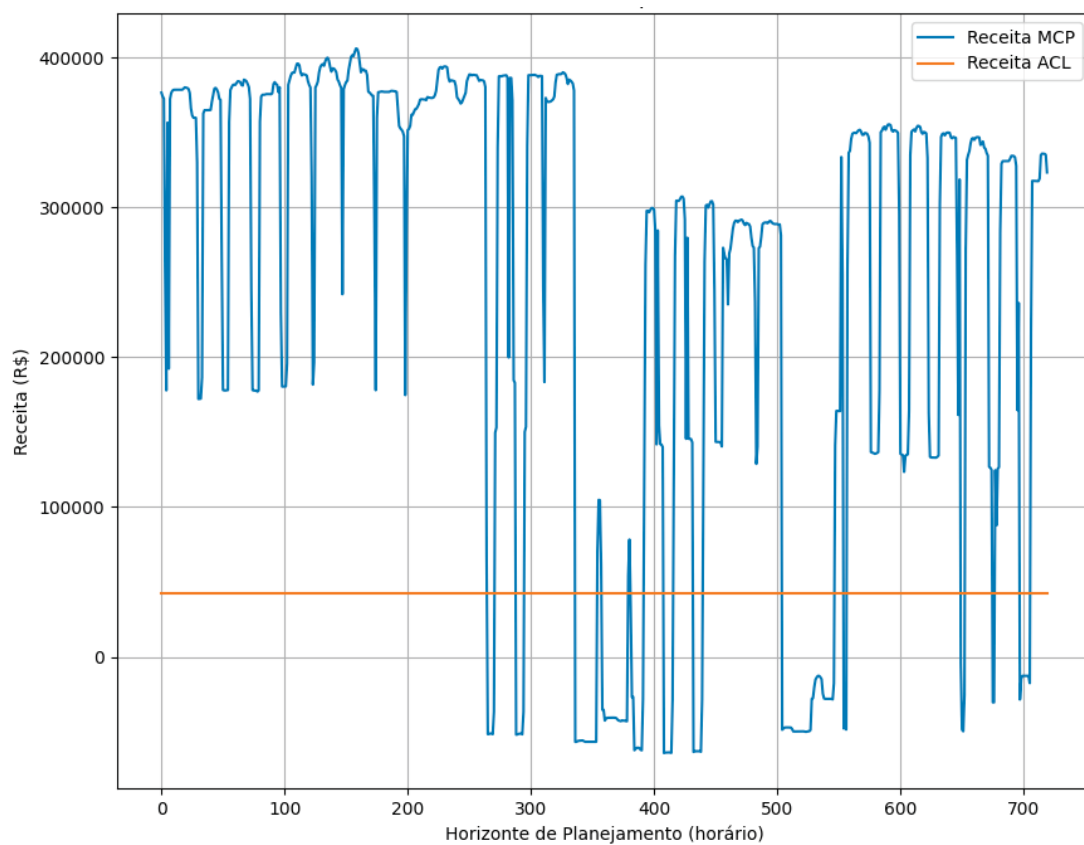
Figura 41 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

A receita total gerada pela UHR (Figura 42), é composta por uma parcela da sua participação no mercado livre, que é fixa e constante devido ao contrato firmado bilateralmente com a outra parte interessada, nesse caso o comprador da energia, e pela atuação no MCP. O resultado da atuação no MCP tem um comportamento periódico, assim como o da vazão turbinada pela UHR (Figura 32), que parece acompanhar o mesmo comportamento da vazão total turbinada.

Figura 42 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 1



Fonte: Autor (2024)

6.2 MODELO DE NEGÓCIO 2

O segundo modelo de negócios considera a comercialização de energia da UHR no mercado regulado (ACR), no mercado livre (ACL) e no mercado de curto prazo (MCP). Os compromissos de energia da UHR são arbitrariamente definidos, de modo que, aproximadamente metade da garantia física definida para a UHE GBM fique assegurada no ACR. A tabela 8 sintetiza os compromissos energéticos da UHR. Os mercados livre e regulado somados totalizam em aproximadamente 75% da garantia física considerada.

Tabela 8 - Parâmetros do Modelo de Negócio 2

Valor da energia contratada no ACR	172,00 R\$/MWh
Garantia física no ACR	300,00 MWmédio
Montante de energia contratada no ACR	280,00 MWmédio
Montante de energia contratada no ACL	150,00 MWmédio
TEO	12,41 R\$/MWh

Fonte: Autor (2024)

Ao todo, 9 cenários diferentes foram obtidos a partir da otimização do segundo modelo. O cenário 7 foi descartado da análise, devido à dificuldade encontrada pelo modelo de otimização em obter um resultado factível para as condições de contorno do problema.

Para descrever o conjunto de resultados das receitas desses 9 cenários, medidas estatísticas foram calculadas e o resultado pode ser visto na tabela 11.

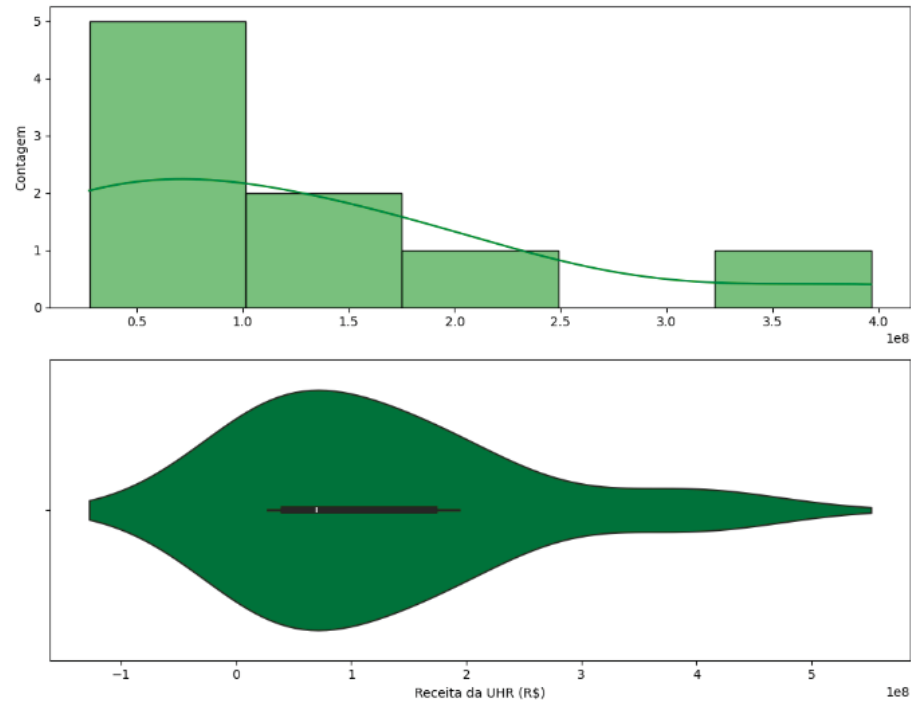
Tabela 9 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 2

Tamanho	9
Média [R\$]	125,526 Milhões
Primeiro Quartil [R\$]	42,089 Milhões
Segundo Quartil [R\$]	70,354 Milhões
Terceiro Quartil [R\$]	171,798 Milhões
Máximo [R\$]	396,539 Milhões
Mínimo [R\$]	27,521 Milhões
Amplitude [R\$]	369,018 Milhões
Variância [R\$²]	1,2889e+16
Desvio Padrão [R\$]	113,531 Milhões
Coeficiente de Variação	1,1056
Assimetria	1,3118

Fonte: Autor (2024)

Um histograma e um gráfico *violin-plot* das receitas otimizadas, complementam a análise estatística realizada sob os resultados das receitas dos 9 cenários.

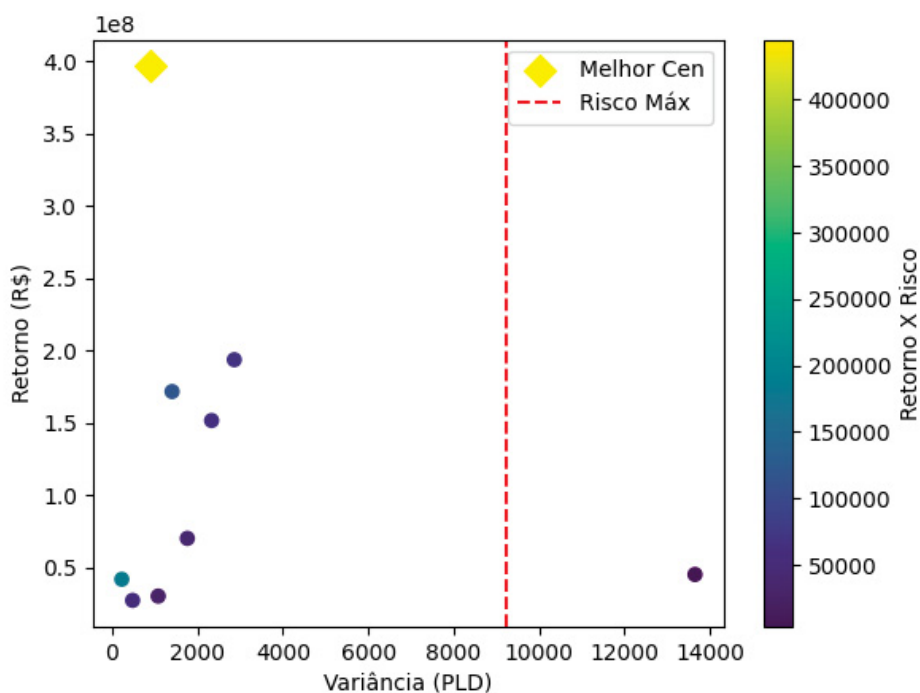
Figura 43 - Histograma e *Violin-PLot* das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

A relação Retorno X Risco calculada para no segundo modelo de negócio é ilustrada na figura 44.

Figura 44 - Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024).

É possível observar, assim como no primeiro modelo de negócio, que o cenário 1, destacado em amarelo, obteve o melhor desempenho com relação ao retorno sobre o risco, além de a maior receita total. Porém, neste cenário a UHR também não bombeou água, sendo o único em que esse evento ocorreu. Essa condição se dá pelo mesmo motivo explicado no modelo anterior.

Com relação aos demais cenários, há destaque para alguns deles devido às seguintes características:

- O cenário 0 teve o maior volume de água bombeada: 231244,22 m³
- O cenário 4 teve o maior volume de água turbinada: 975669,48 m³
- O cenário 1 teve maior retorno financeiro: R\$ 396,539 Milhões
- O cenário 1 obteve melhor desempenho retorno x risco

A fim de analisar com mais detalhes um dos cenários otimizados no segundo modelo de negócio, optou-se por escolher o cenário 2, que tem a maior receita total depois do cenário 1, e está dentro do limite de risco máximo aceitável. Novamente, não é de interesse do estudo analisar em detalhes o cenário 1, já que este não apresentou bombeamento.

6.2.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 2

Tabela 10 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 2

Receita Total [R\$]	193,787 Milhões
Custo total de O&M [R\$]	7,817 Milhões
Custo com PARTIDAS e MANOBRAS OPERACIONAIS [R\$]	13000,00
Custo com PARADAS [R\$]	3000,00
Volume Turbinado [m³]	826591,51
Volume Bombeado [m³]	46546,63
Horas de Operação das Máquinas Somadas [horas]	2840
Porcentagem de Tempo em Operação [%]	98,61

Fonte: Autor (2024)

A figura 45 ilustra as vazões totais turbinada e bombeada pela UHR. Por meio dela é possível notar que existe uma periodização da vazão turbinada pela UHR ao longo das 200 primeiras horas do período analisado, assim como no primeiro modelo de negócio. Essa periodização é compatível com ciclos diários.

A oscilação em períodos bem definidos de 24 horas se repete em outros momentos ao longo da análise, mas com valores mínimos diferentes. Isso mostra o comportamento distinto da UHR com relação a ciclos diários e ciclos semanais, já que essa diferença fica marcada em intervalos de aproximadamente 200 horas. Um horizonte de planejamento maior provavelmente indicaria um comportamento típico mensal ou sazonal da UHR.

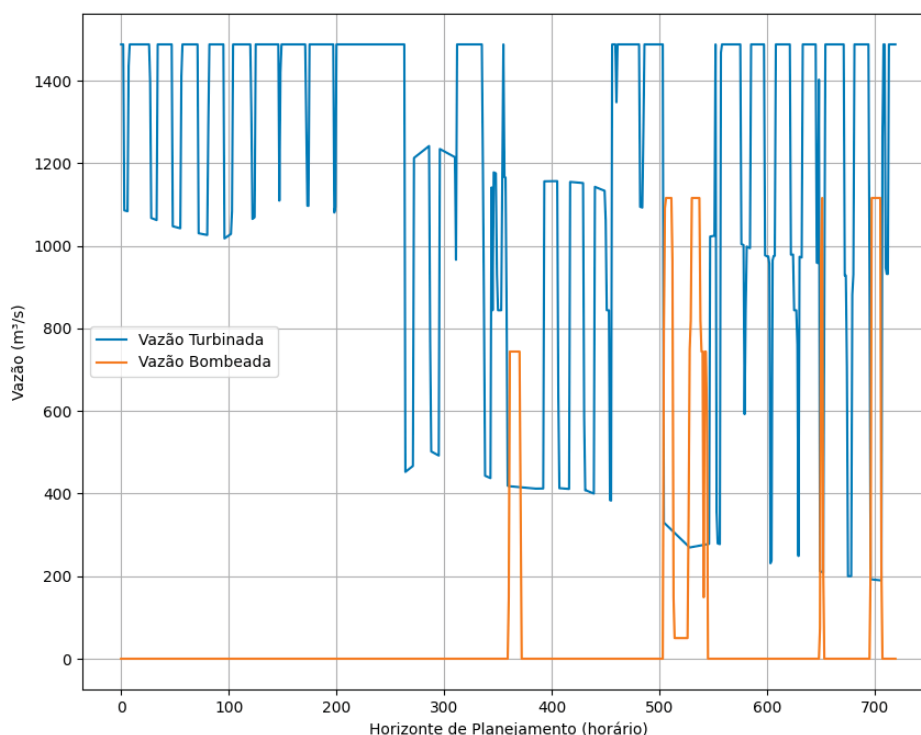
Destaca-se que, diferente do último modelo de otimização, agora a UHR esteve a todo momento turbinando água, sem que ficasse ociosa em nenhum momento. Nota-se que a porcentagem de tempo em operação na tabela 12 expressa em quantos por cento do tempo as máquinas da UHR, somadas, estiveram operando. Mesmo que esse valor seja diferente de 100%, não significa dizer que a UHR esteve ociosa, mas sim que em algum momento alguma das máquinas da UHR esteve

ociosa. Portanto, observa-se um aumento de 15,52% no tempo de operação das máquinas da UHR somadas com relação ao primeiro modelo de negócios.

Nota-se que como a UHR esteve turbinando durante todo o período de tempo, nas vezes em que ela bombeou água para o seu reservatório superior, ela o fez ao mesmo tempo em que turbinava água do seu reservatório superior. Isso só é possível por conta da otimização ter considerado as máquinas de forma independente. Esse aspecto contribui muito para uma análise mais precisa do problema operacional enfrentado pela UHR.

Observa-se também que a posição adotada pela UHR nos momentos de bombeamento é oposta ao do turbinamento dentro de intervalos próximos de 24 horas. Significa que se o preço da energia está baixo compensa comprar mais e vender menos.

Figura 45 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2

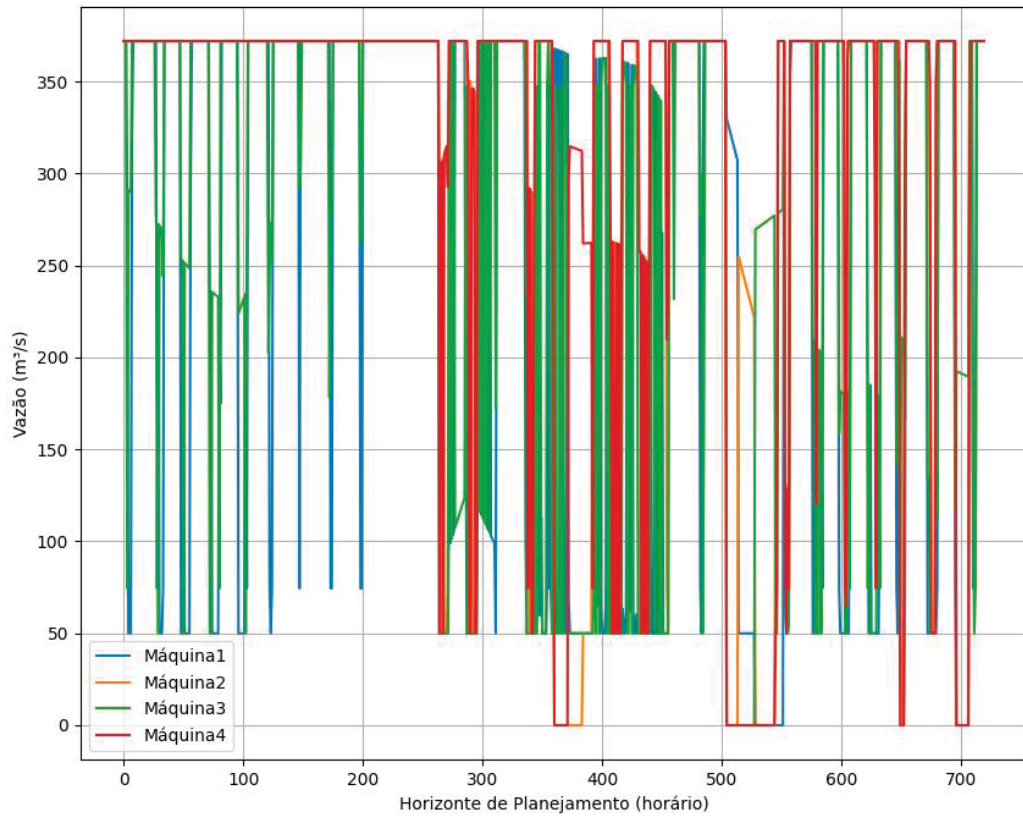


Fonte: Autor (2024)

A figura 46 mostra as vazões turbinadas de cada máquina da UHR. É possível notar que elas não se mantêm constantes entre valores de 0 a 50 m³/s, respeitando a restrição imposta de vazão mínima do modelo de otimização. A figura 47 das vazões

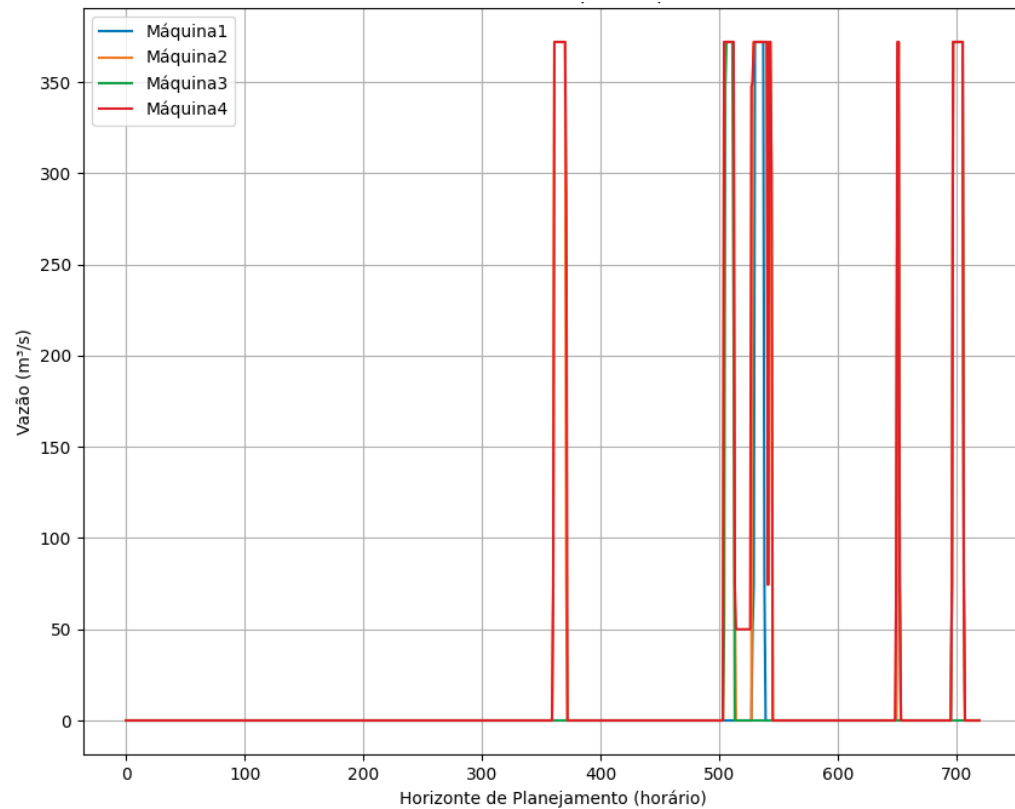
bombeadas por máquina da UHR destaca a priorização de máquinas com melhor eficiência para o bombeamento, definidos de forma proposital.

Figura 46 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

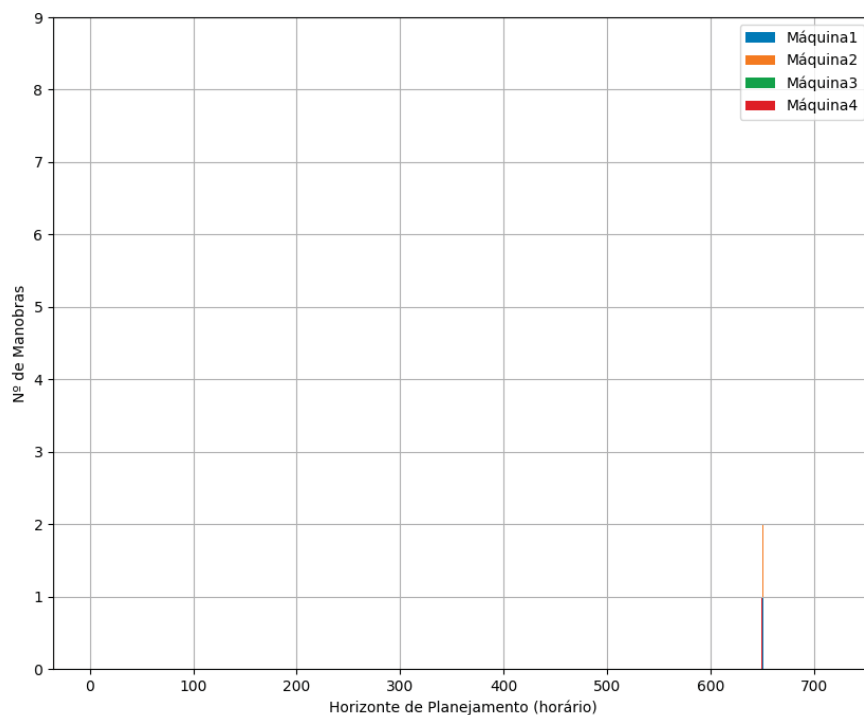
Figura 47 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

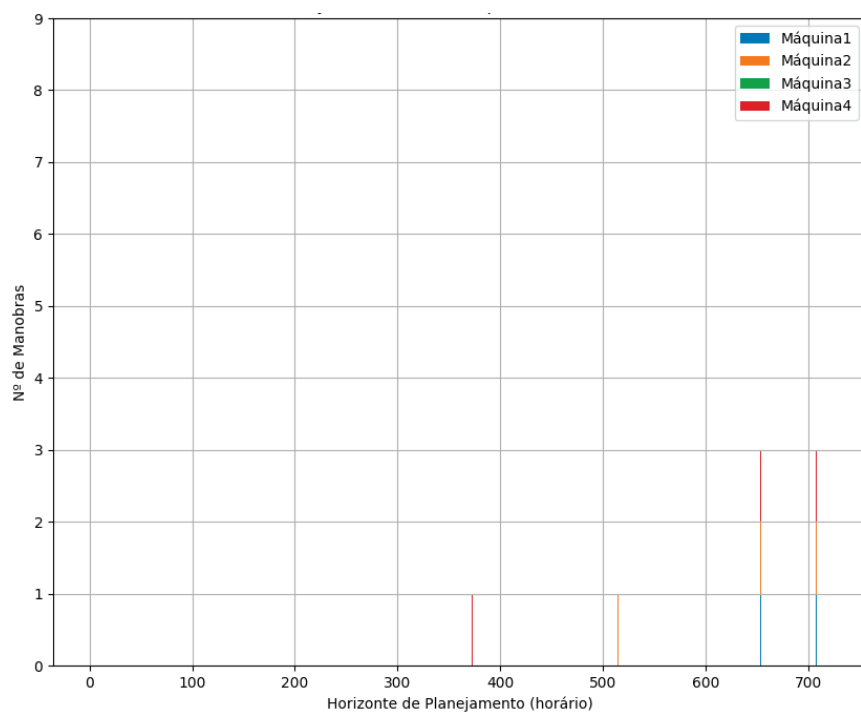
As figuras 48 a 51 são gráficos das variáveis binárias de partida, parada e manobras operacionais realizadas pelas máquinas quando há mudança em seu modo operacional em estágios de tempo consecutivos.

Figura 48 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



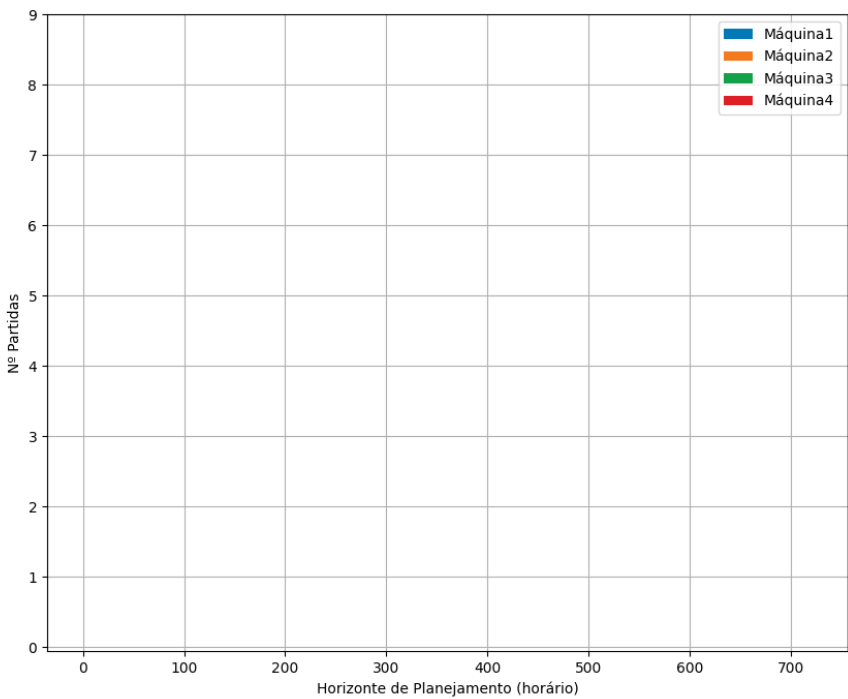
Fonte: Autor (2024)

Figura 49 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



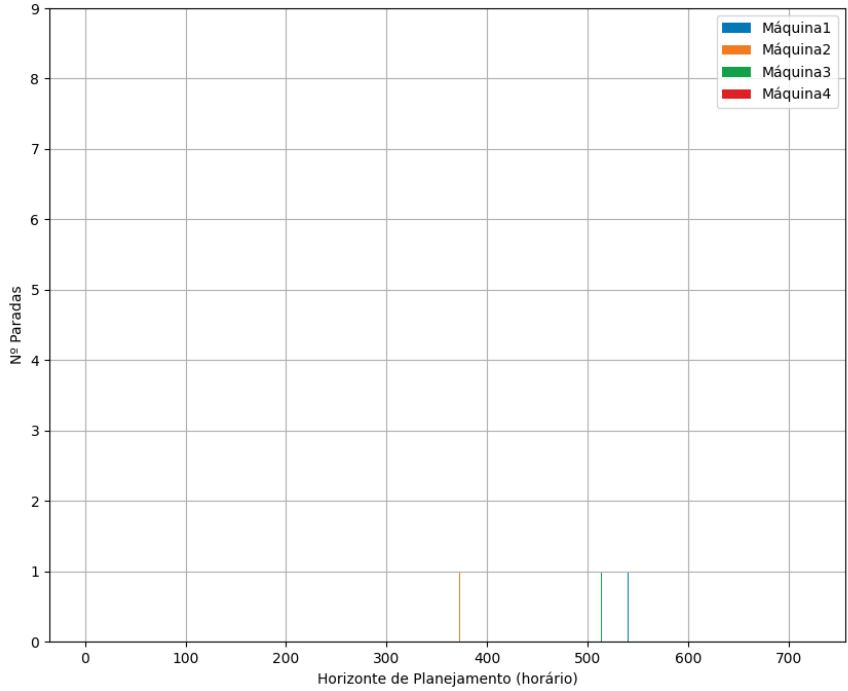
Fonte: Autor (2024)

Figura 50 - Partidas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

Figura 51 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



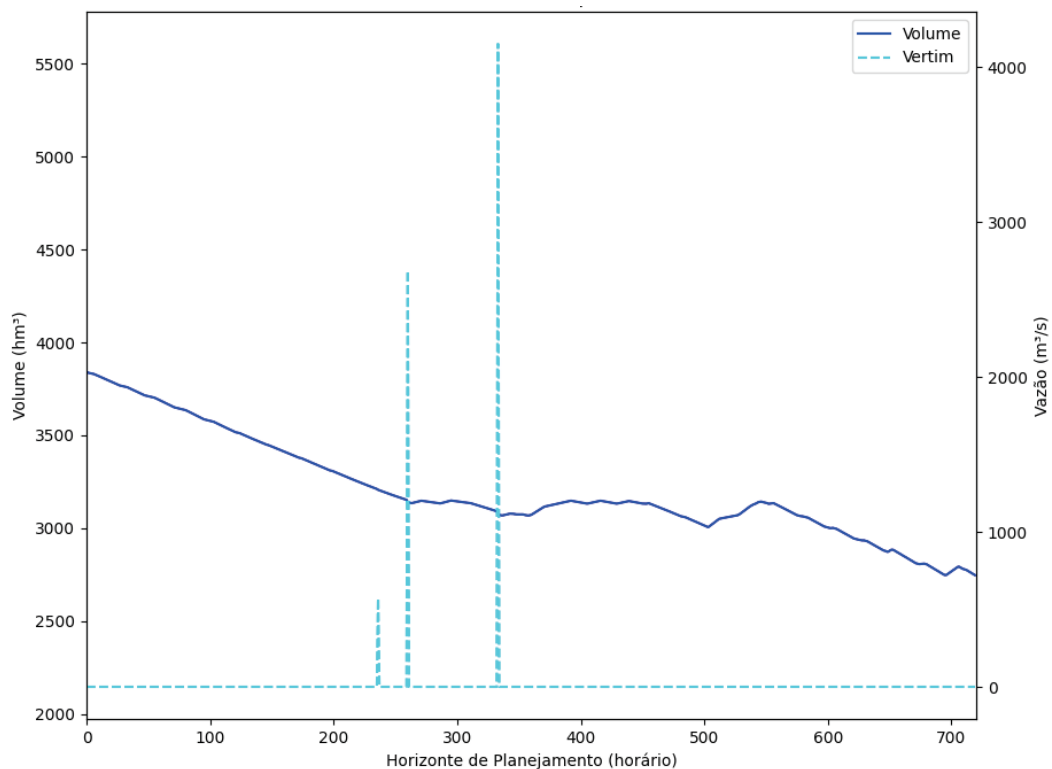
Fonte: Autor (2024)

A evolução dos dois reservatórios da UHR ao longo do tempo é representada pelas figuras 52 e 53. O número de vertimentos no reservatório superior é consideravelmente menor que do reservatório inferior.

A variação de volume no reservatório inferior é maior. No reservatório superior o volume útil é gradativamente deplecionado, partindo com 50% e chegando ao final do horizonte de planejamento com 20,33% (2747,9 hm³). No reservatório inferior o ponto de partida da otimização também é com 50% do volume útil, porém ao longo do tempo o reservatório chega esvaziar 20 vezes, dez vezes menos que o primeiro modelo de otimização, chegando ao fim do horizonte de planejamento com 20,34% (2640,92 hm³) coincidentemente.

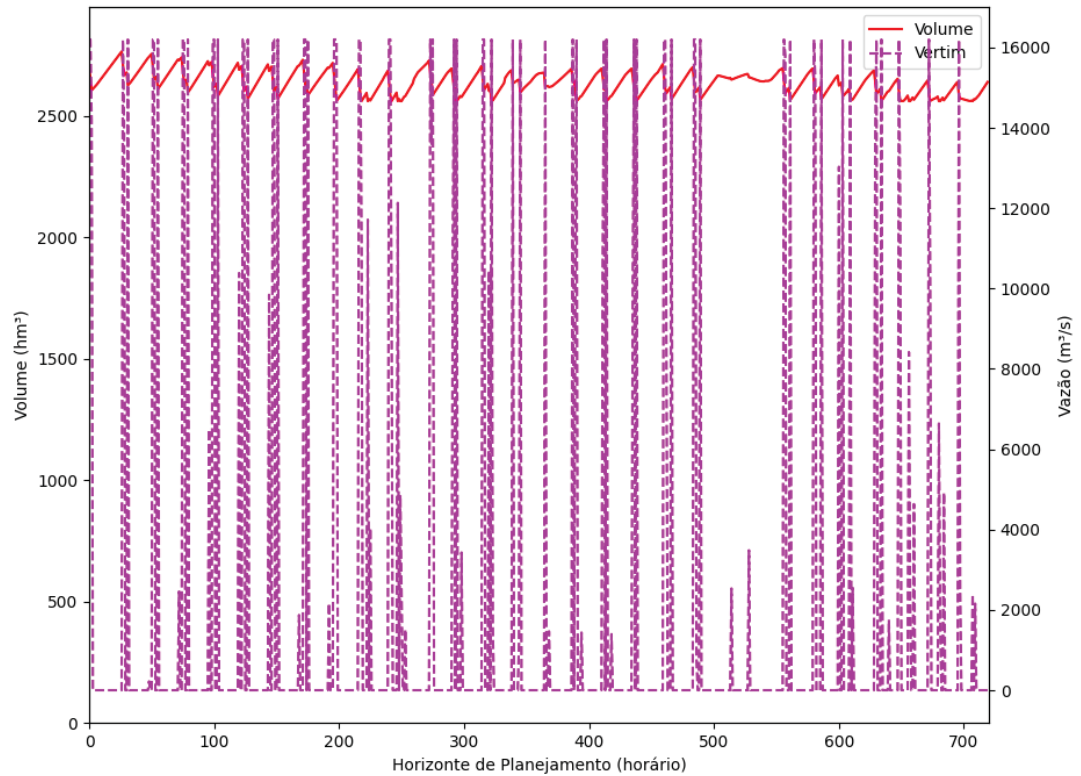
O comportamento dos reservatórios no segundo modelo de negócio é muito similar ao comportamento observado no primeiro modelo de negócio.

Figura 52 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

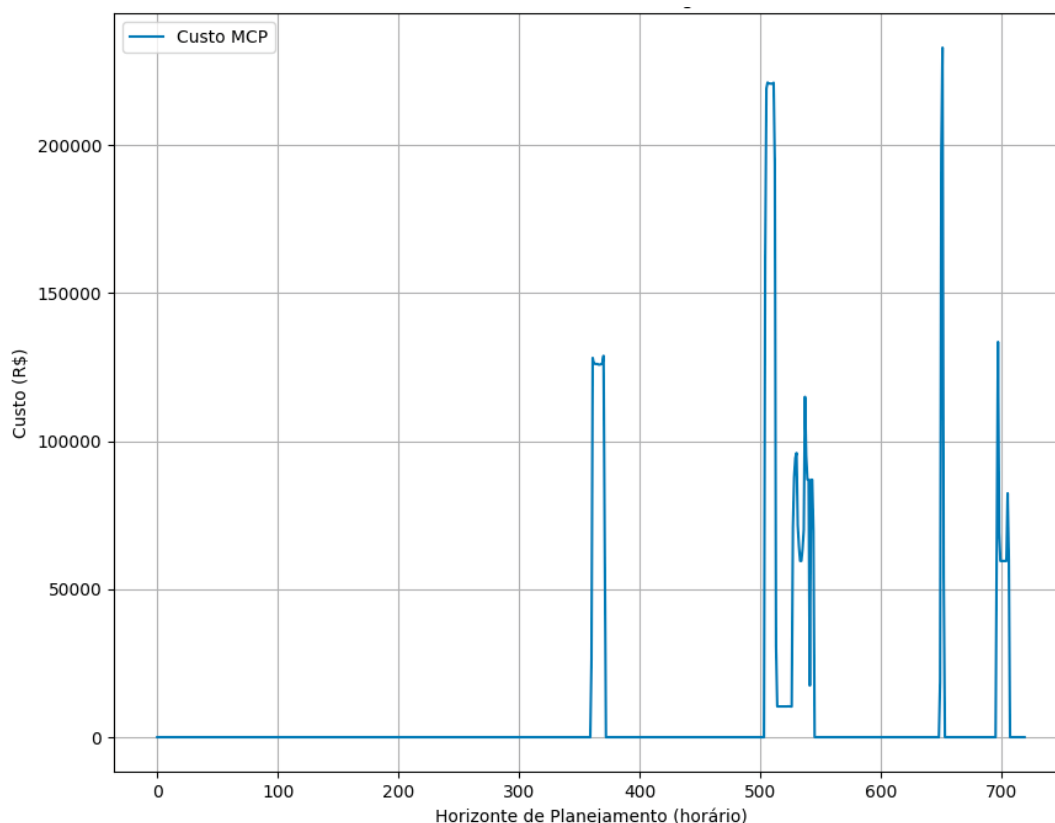
Figura 53 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

Do gráfico de custo com consumo de energia da UHR (Figura 54), sabe-se que os custos são consequência do bombeamento de água e por conta disso acontecem exatamente nos mesmos momentos em que houve bombeamento por parte da UHR.

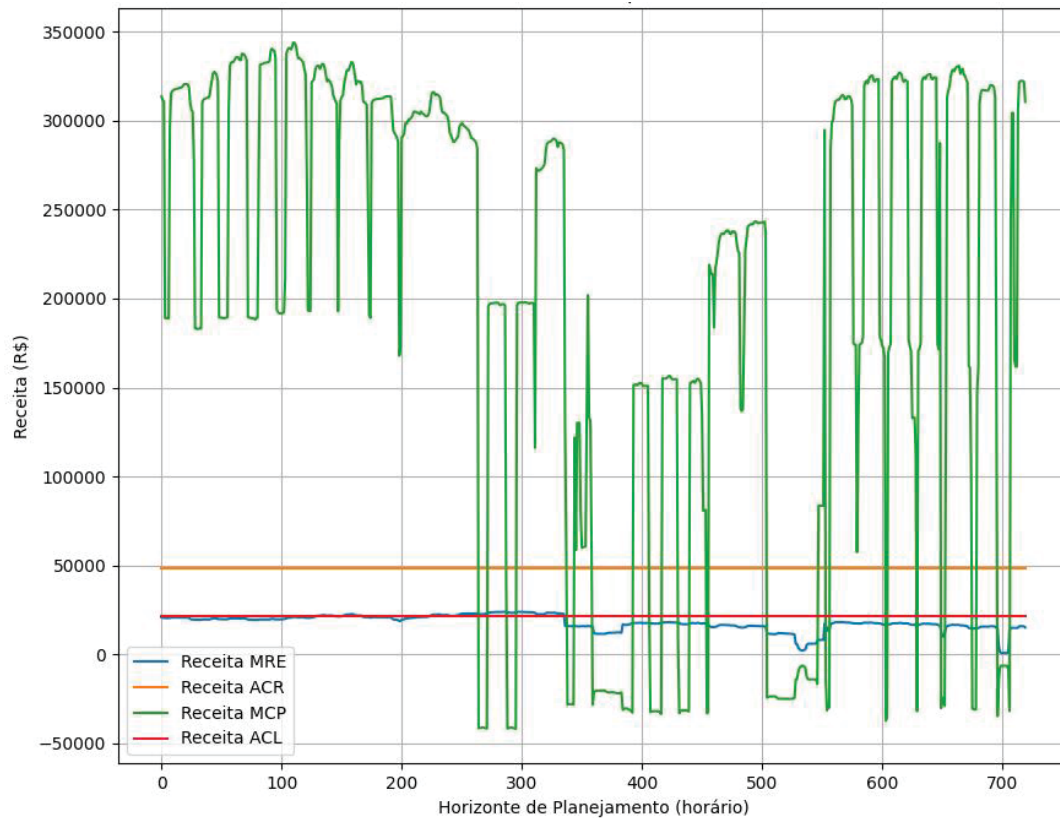
Figura 54 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

A receita total gerada pela UHR (Figura 55), é composta por duas parcelas fixas e constantes que são da sua participação no mercado livre e no mercado regulado. Esses valores se mantêm constantes por conta dos contratos de longo prazo firmados em cada um dos ambientes de comercialização. O trabalho considera que esse valor é constante ao longo do tempo, o que não necessariamente acontece na realidade. As outras parcelas da receita da UHR vêm da sua atuação no mercado de curto prazo e pelo resultado do MRE. O resultado da atuação no MCP tem um comportamento periódico, assim como no primeiro modelo de otimização, acompanhando o comportamento da vazão total turbinada pela UHR (Figura 45). A receita obtida pela participação no MRE é em função do resultado da geração de energia das demais usinas hidrelétricas do SIN dentro do mercado regulado, por esse motivo o desempenho do sistema como um todo é capaz de influenciar no resultado obtido pela participação no mercado regulado através do MRE.

Figura 55 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 2



Fonte: Autor (2024)

6.3 MODELO DE NEGÓCIO 3

O terceiro modelo de negócio considera a comercialização de energia da UHR no mercado livre (ACL) e a prestação de serviço ancilar de suporte de reativos como gerador síncrono. Nesse modelo de negócio uma parcela da capacidade da usina é utilizada para atender aos contratos no mercado livre e outra parcela é utilizada para atuar no MCP e prestar serviços ancilares, quando for necessário. A tabela 11 expressa a divisão adotada para as parcelas de capacidade da UHR em cada atividade exercida.

Tabela 11 - Parâmetros do Modelo de Negócio 3

Valor da disponibilidade contratada para SERVIÇO ANCILAR	201,98 R\$/MW
Tarifa de Serviço Ancilar (TSA) - Convertido de MVarh para MWh	24,18 R\$/MWh
Montante de energia contratada no ACL	150,0 MW
Montante de disponibilidade contratada para SERVIÇO ANCILAR	300,0 MW
Porção da disponibilidade utilizada para prestar SERVIÇO ANCILAR (<i>up</i>)	25 %
Porção da disponibilidade utilizada para prestar SERVIÇO ANCILAR (<i>down</i>)	50 %
Probabilidade de reserva de disponibilidade para prestação de serviço ancilar	50 %
Probabilidade de prestação de serviços ancilar	30 %
Probabilidade de prestação de serviços ancilar – fornecimento de energia	40 %
Probabilidade de prestação de serviços ancilar – absorção de energia	60 %
Fator de capacidade	0,92

Fonte: Autor (2024)

Ao todo 10 cenários diferentes foram otimizados através do modelo de negócio considerando a comercialização da energia no ACL, no MCP e a prestação de serviços ancilares. Para descrever o conjunto de resultados das receitas desses 10 cenários, medidas estatísticas foram calculadas, sendo o resultado apresentado pela tabela 12.

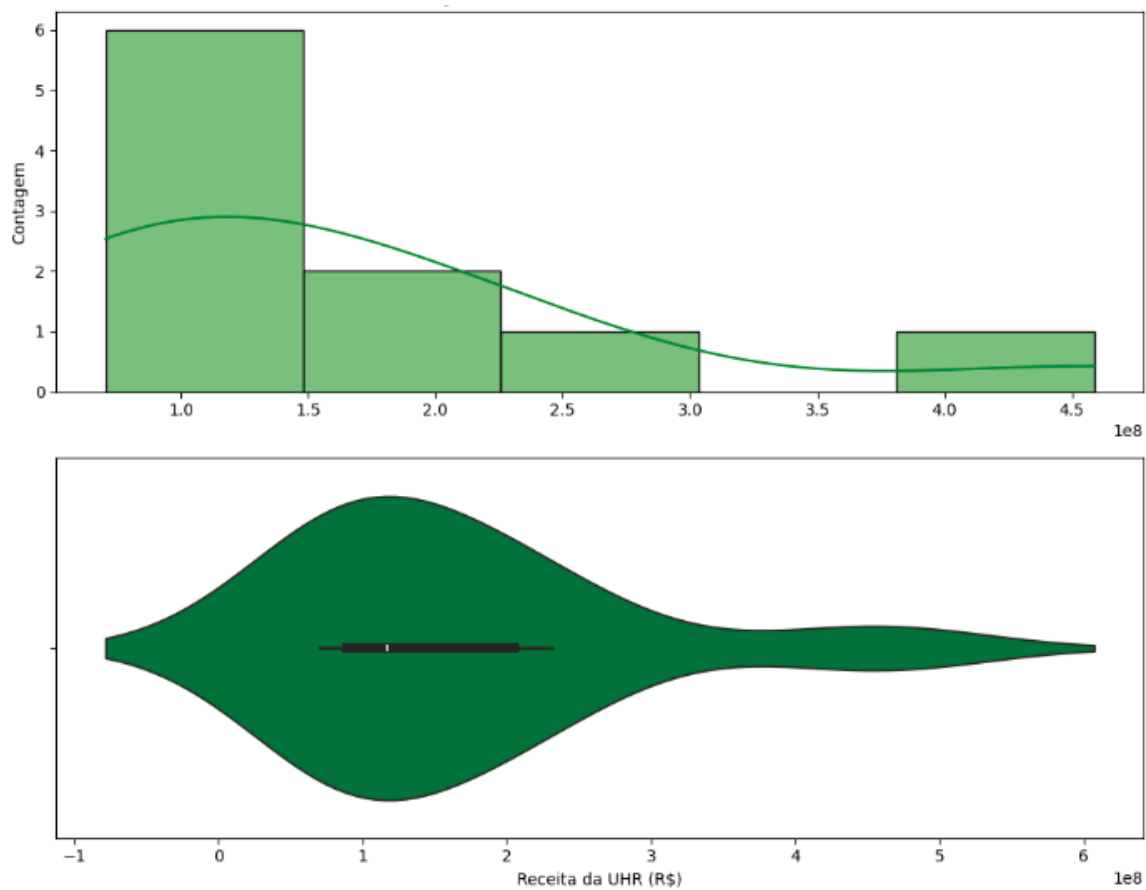
Tabela 12 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 3

Tamanho	10
Média [R\$]	165,798 Milhões
Primeiro Quartil [R\$]	89,036 Milhões
Segundo Quartil [R\$]	117,373 Milhões
Terceiro Quartil [R\$]	205,490 Milhões
Máximo [R\$]	458,669 Milhões
Mínimo [R\$]	70,466 Milhões
Amplitude [R\$]	388,203 Milhões
Variância [R\$ ²]	1.2498e+16
Desvio Padrão [R\$]	111,797 Milhões
Coeficiente de Variação	1.4830
Assimetria	1.6412

Fonte: Autor (2024)

A figura 56 apresenta um histograma e um gráfico *violin-plot* das receitas otimizadas nos 10 cenários.

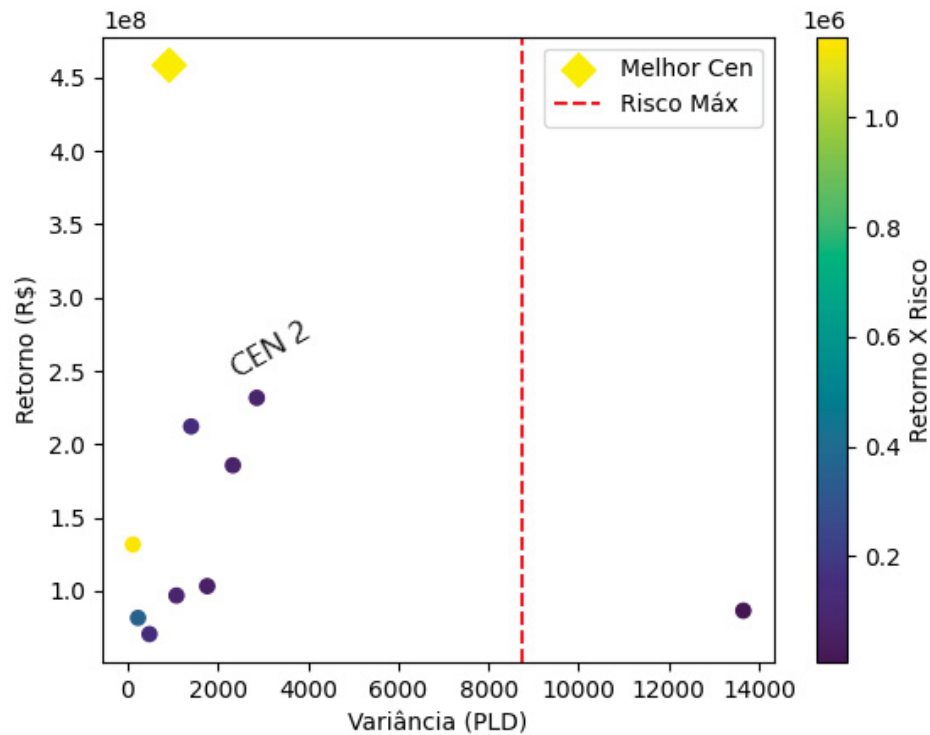
Figura 56 - Histograma e *Violin-PLot* das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

A relação Retorno X Risco calculada para no terceiro modelo de negócio é ilustrada na figura 57.

Figura 57- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

Assim como nos últimos dois modelos de negócio, o cenário 1 obteve o melhor desempenho com relação ao retorno sobre o risco e também a maior receita total. Com relação aos demais cenários, alguns deles são levantados a seguir:

- O cenário 0 teve o maior volume de água bombeada: 153556,10 m³
- O cenário 4 teve o maior volume de água turbinada: 963551,15 m³
- O cenário 1 teve maior retorno financeiro: R\$ 458,669 Milhões
- O cenário 1 obteve melhor desempenho retorno x risco

O cenário 1 foi selecionado para ser analisado em detalhes, visto que no terceiro modelo de otimização ele apresentou bombeamento, assim como todos os outros cenários otimizados.

6.3.1 Cenário 1 do Modelo de Negócio 3

A Tabela 15 resume os resultados do cenário 1 do modelo de negócio em questão.

Tabela 13 - Resultados do Cenário 1 do Modelo de Negócio 3

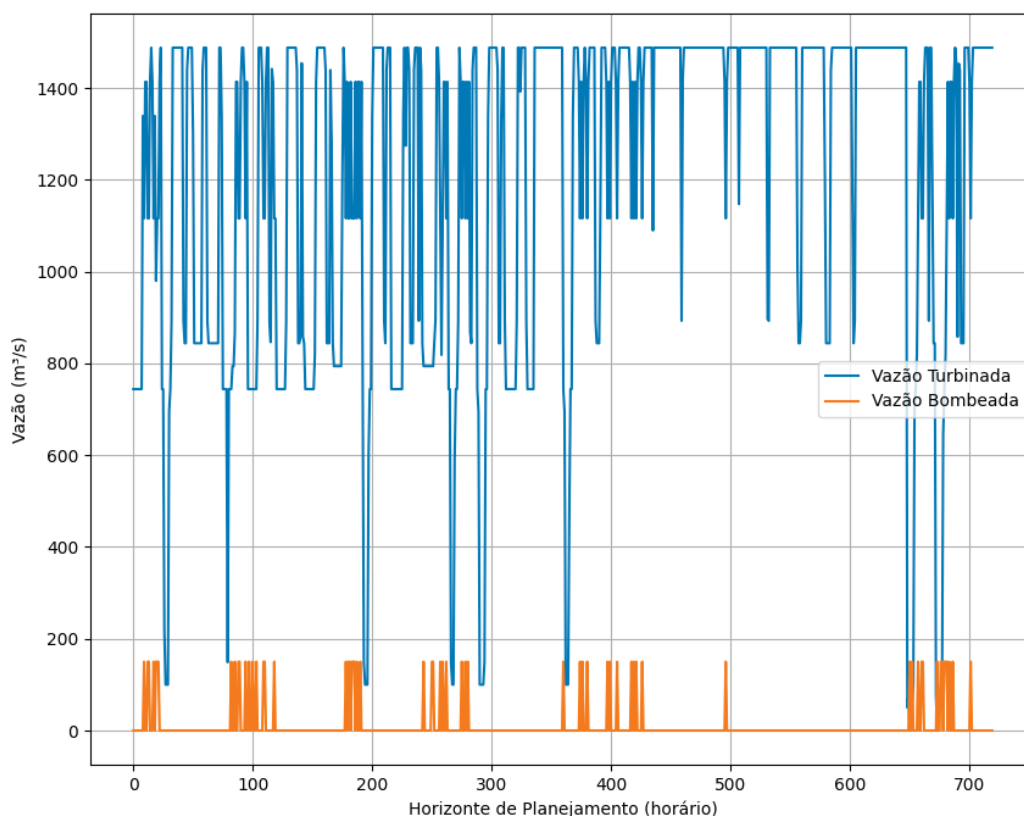
Receita Total [R\$]	458,669 Milhões
Custo total de O&M [R\$]	7,833 Milhões
Custo com PARTIDAS e MANOBRAS OPERACIONAIS [R\$]	113000,00
Custo com PARADAS [R\$]	10000,00
Volume Turbinado [m³]	869411,19
Volume Bombeado [m³]	9150,00
Horas de Operação das Máquinas Somadas [horas]	2615
Porcentagem de Tempo em Operação [%]	90,79

Fonte: Autor (2024)

A figura 58 ilustra as vazões totais turbinada e bombeada pela UHR, sendo possível se extrair informações interessantes. A primeira delas é o alto número de vezes em que a vazão turbinada esteve em seu limite máximo. A segunda é que em poucas vezes a vazão turbinada pela UHR esteve abaixo de 700 m³/s; nos momentos em que isso ocorreu, a UHR turbinou com a vazão mínima das máquinas (50 m³/s para uma máquina ou com 100 m³/s para duas máquinas).

Em nenhum momento a UHR deixou de turbinar, ou seja, ela não ficou ociosa durante o período de planejamento, assim como o último modelo de otimização analisado. Ambos tiveram uma porcentagem de tempo em operação das máquinas superior a 90%.

Figura 58 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3

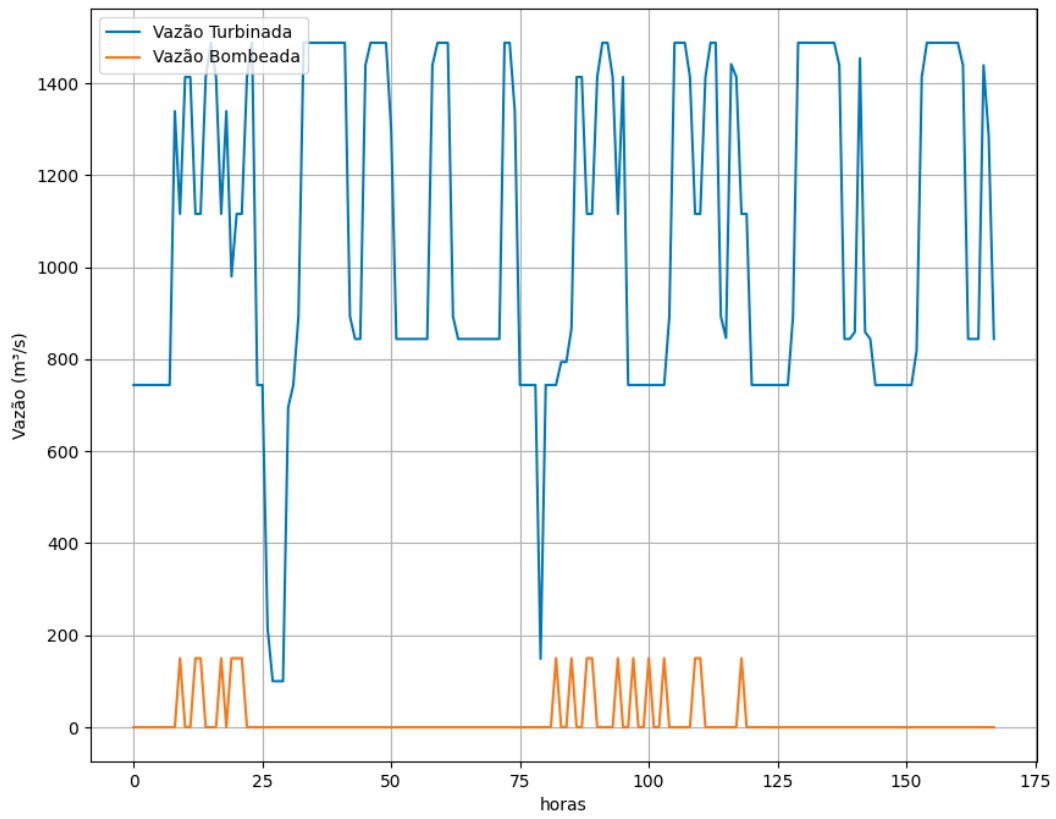


Fonte: Autor (2024)

Neste caso a característica cíclica de 24 horas observada pela vazão turbinada da UHR não é tão bem definida como nos dois últimos casos analisados. Inclusive, o traço semanal é notado, mas esse é um aspecto do cenário e não do modelo de negócio. Com relação à periodização diária pela vazão turbinada da UHR, o que se pode observar com a ajuda da Figura 59 é que essa menor definição dos períodos é uma consequência da operação realizada pelo serviço ancilar prestado ao sistema elétrico.

Por fim, o número de vezes em que o bombeamento foi realizado pela UHR é muito maior do que nos dois últimos casos analisados, porém com valores baixos em relação às capacidades da UHR. Esses bombeamentos são puramente em razão da absorção de potência reativa do serviço ancilar prestado pela UHR. Fica evidente que esse cenário não apresentaria bombeamentos, assim como nos últimos modelos, se não houvesse a condição de serviço ancilar agregado ao modelo.

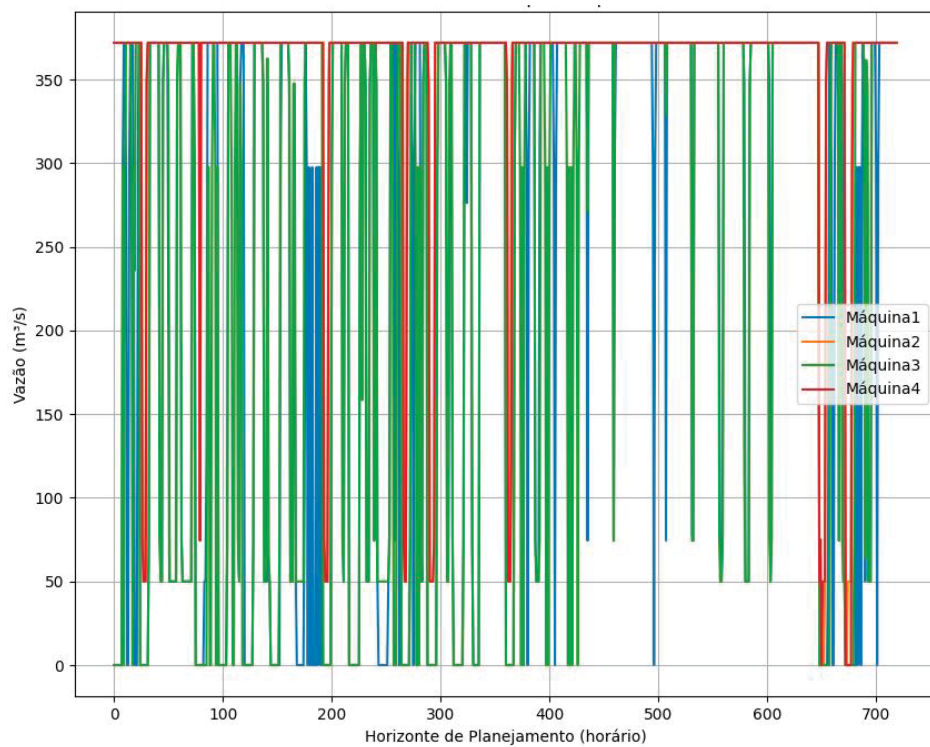
Figura 59 - Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR na 1ª Semana do Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

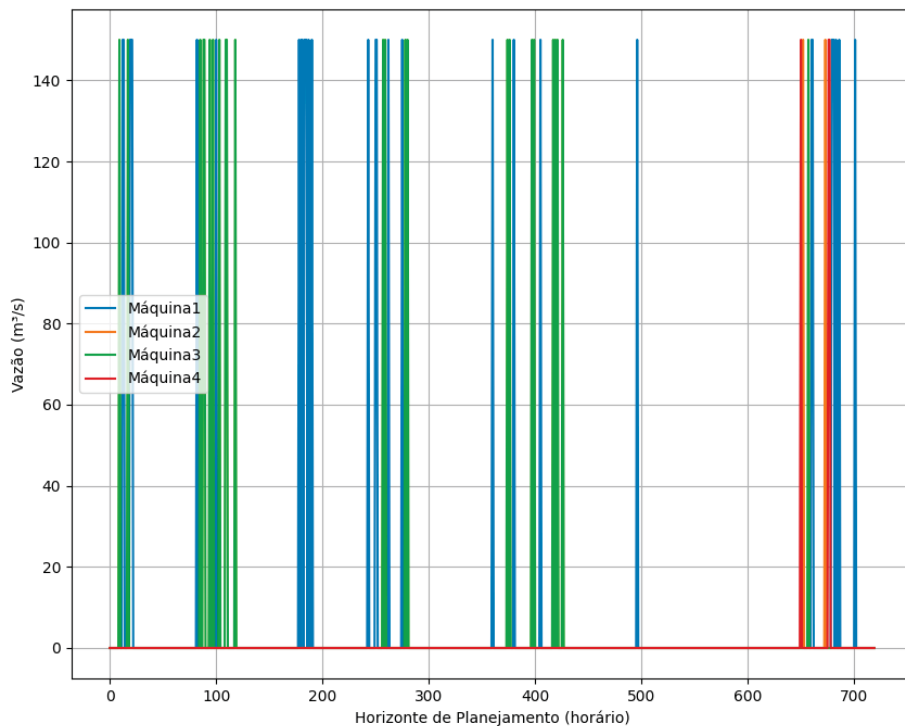
As figuras 60 e 61, representam respectivamente as vazões turbinadas e bombeadas discriminadas por máquina da UHR. Mais uma vez se observa a priorização por determinadas máquinas com melhor eficiência. Nota-se a predominância do tom verde (máquina 3) que apresenta uma eficiência superior a outras máquinas da UHR.

Figura 60 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

Figura 61 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3

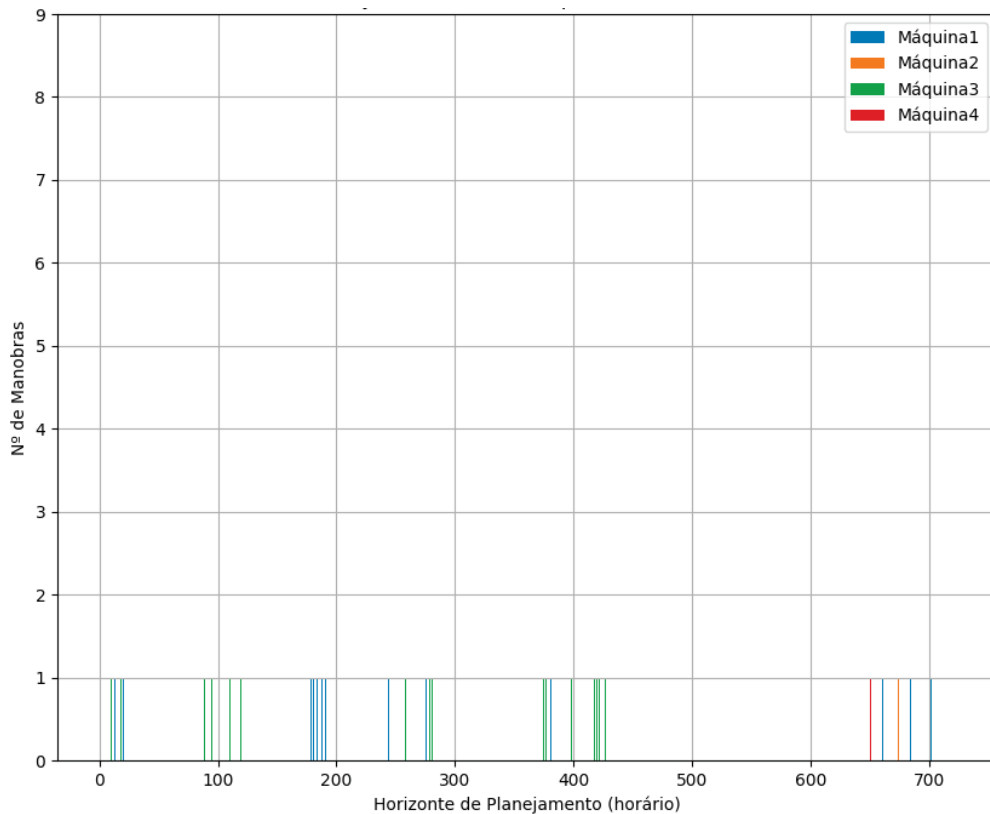


Fonte: Autor (2024)

As figuras 62 a 65 ilustram as principais variáveis binárias do modelo, partida, parada e mudanças no modo bomba para o modo turbina e vice-versa de cada máquina da UHR ao longo do horizonte de planejamento.

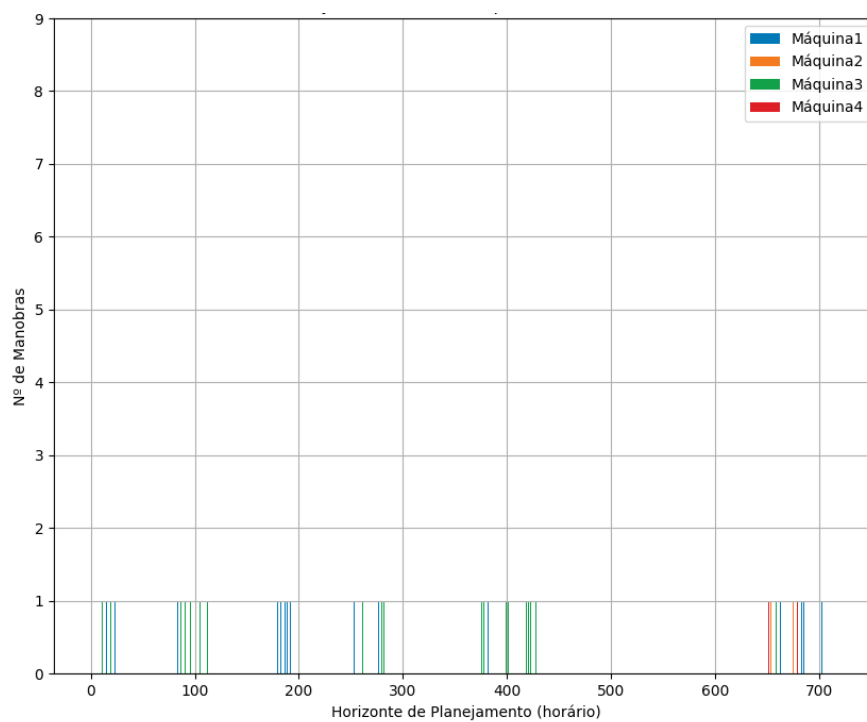
As figuras 62 e 63, que representam as transições do modo turbina para o modo bomba e vice-versa respectivamente, ocorrem um número maior de vezes em comparação com os últimos dois modelos analisados, o que se justifica porque agora a UHR passa a ter que atender a solicitações de serviço ancilar. No entanto, nota-se que repetitivamente apenas uma máquina realiza essa mudança do modo operacional. Isso acontece porque a potência necessária para atender o serviço ancilar é baixa e somente uma máquina já tem potência o suficiente para atender a essa demanda.

Figura 62 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



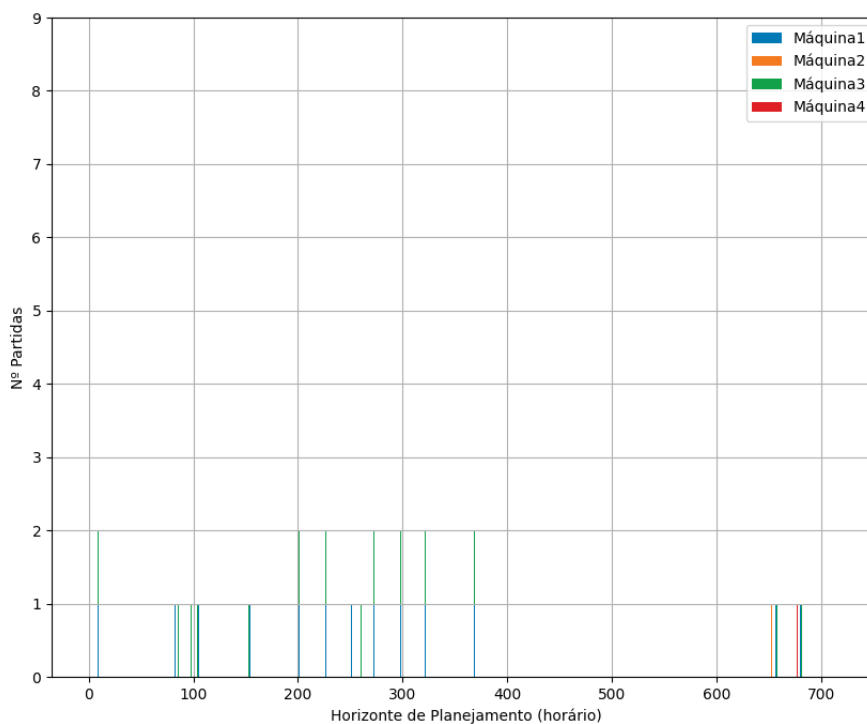
Fonte: Autor (2024)

Figura 63 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



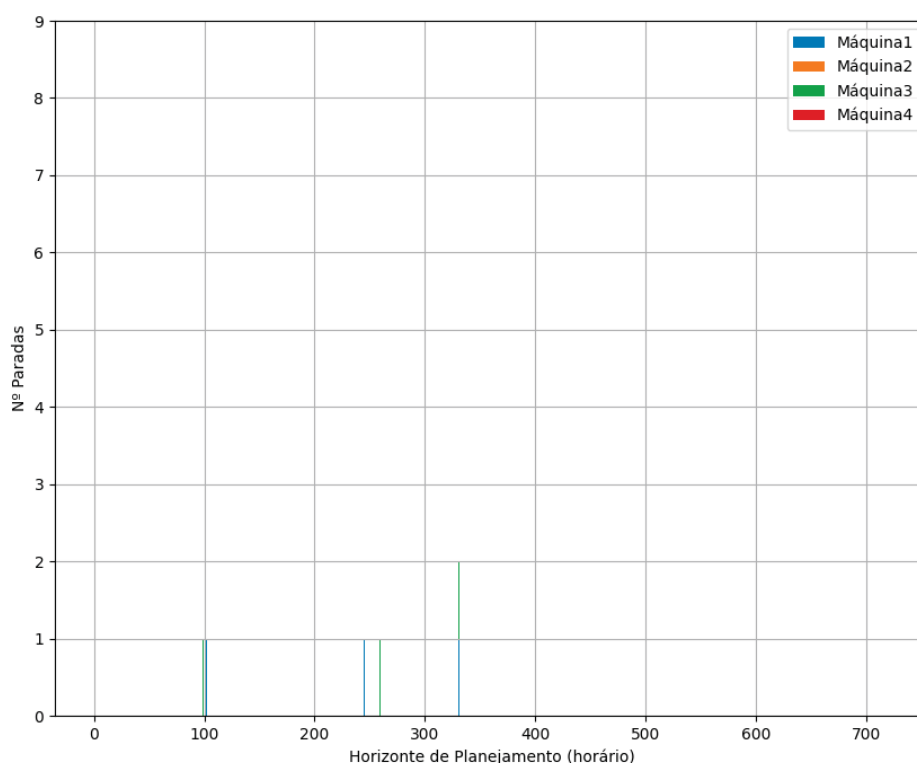
Fonte: Autor (2024)

Figura 64 - Partidas das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

Figura 65 - Paradas das Máquinas no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

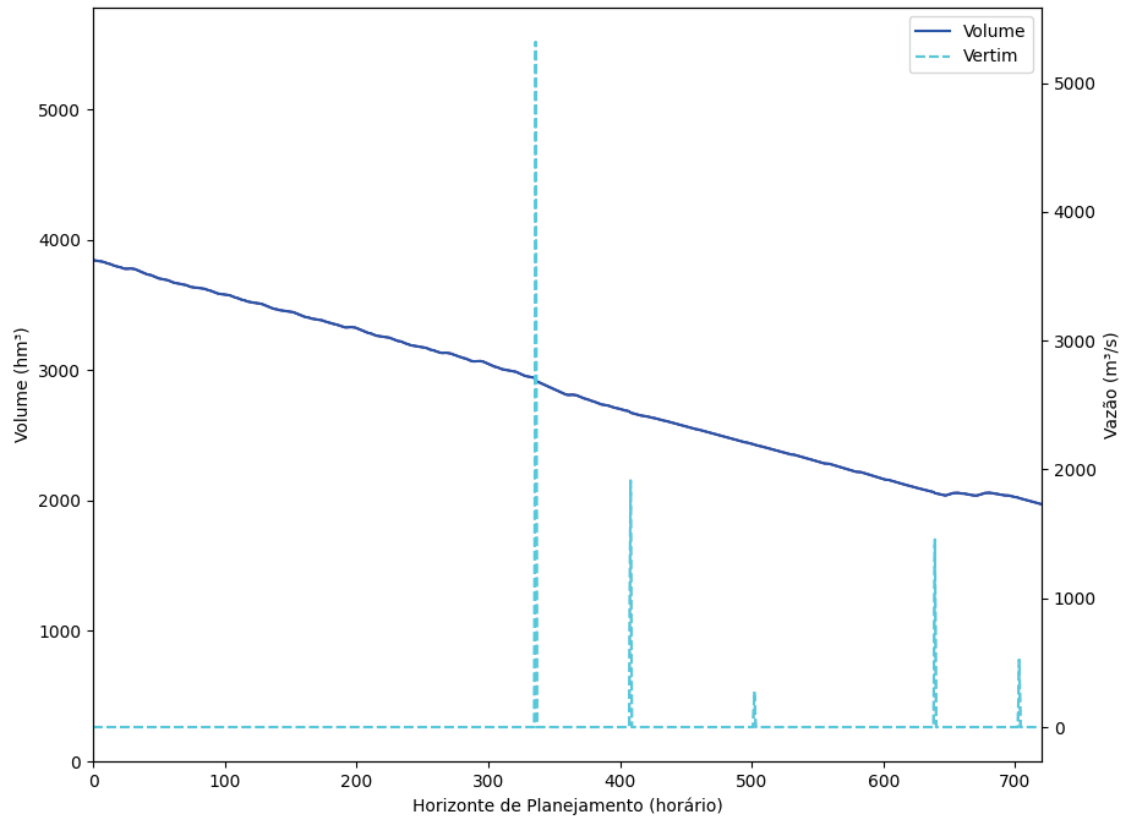
A evolução do volume e vertimento nos dois reservatórios da UHR ao longo do tempo é representada pelas figuras 66 e 67. O número de vertimentos do reservatório inferior é alto, como esperado.

A variação de volume no reservatório inferior é maior que a do reservatório superior. O reservatório superior tem seu volume útil gradativamente deplecionado, partindo de 50% e chegando ao final do horizonte de planejamento praticamente vazio (1974 hm³). O reservatório inferior também inicia com 50% do seu volume útil, mas atinge seu volume útil mínimo 90 vezes, chegando ao fim do horizonte de planejamento com 0% (2562 hm³) do seu volume útil. Portanto, ambos os reservatórios chegam ao final do horizonte de planejamento vazios.

Esse modelo de negócio foi o único em que o reservatório superior chegou a 0% do seu volume útil durante o período de planejamento, coincidentemente ao final do período já que o modelo realiza um pós-processamento. Soma-se a isso o número alto de vezes em que o reservatório inferior também atingiu essa marca, que em proporção ao período de planejamento representa 12,5 % das vezes do tempo. Esses resultados mostram que uma operação incluindo serviços ancilares demandados pela

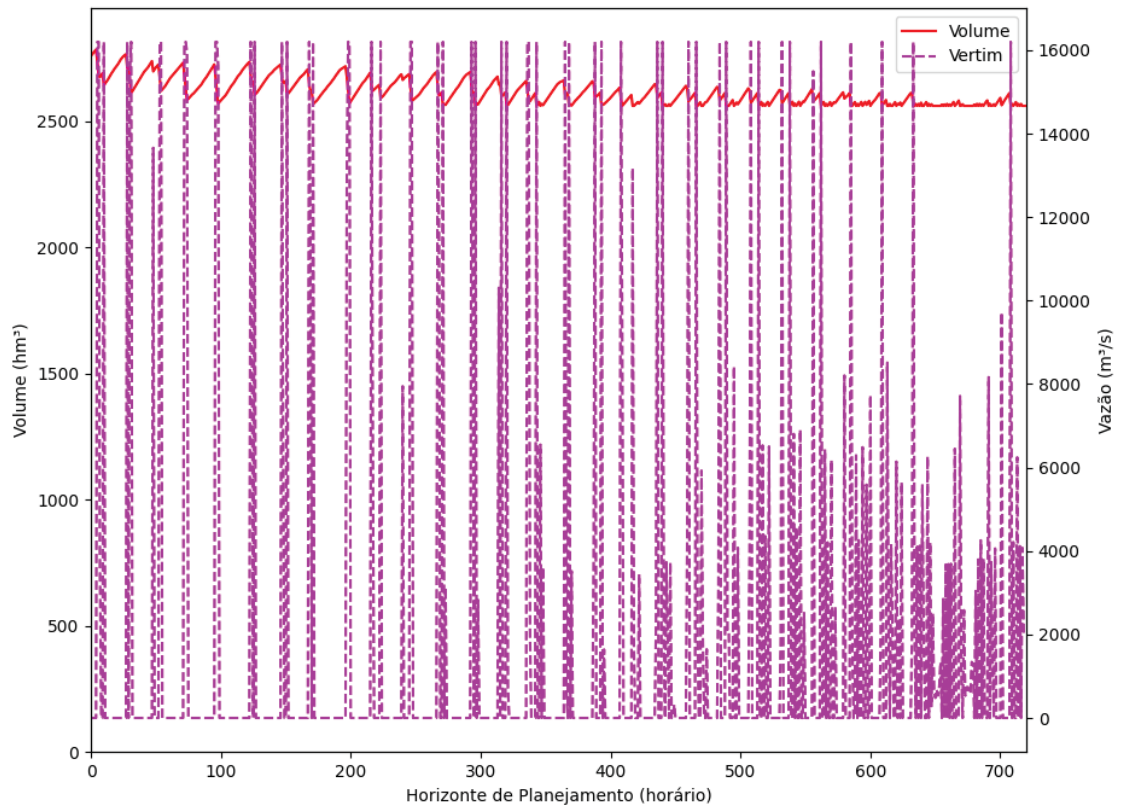
rede podem exigir mais dos reservatórios da UHR, em razão de uma operação que acaba sendo mais dinâmica por aliar diferentes meios de comercialização de energia.

Figura 66 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

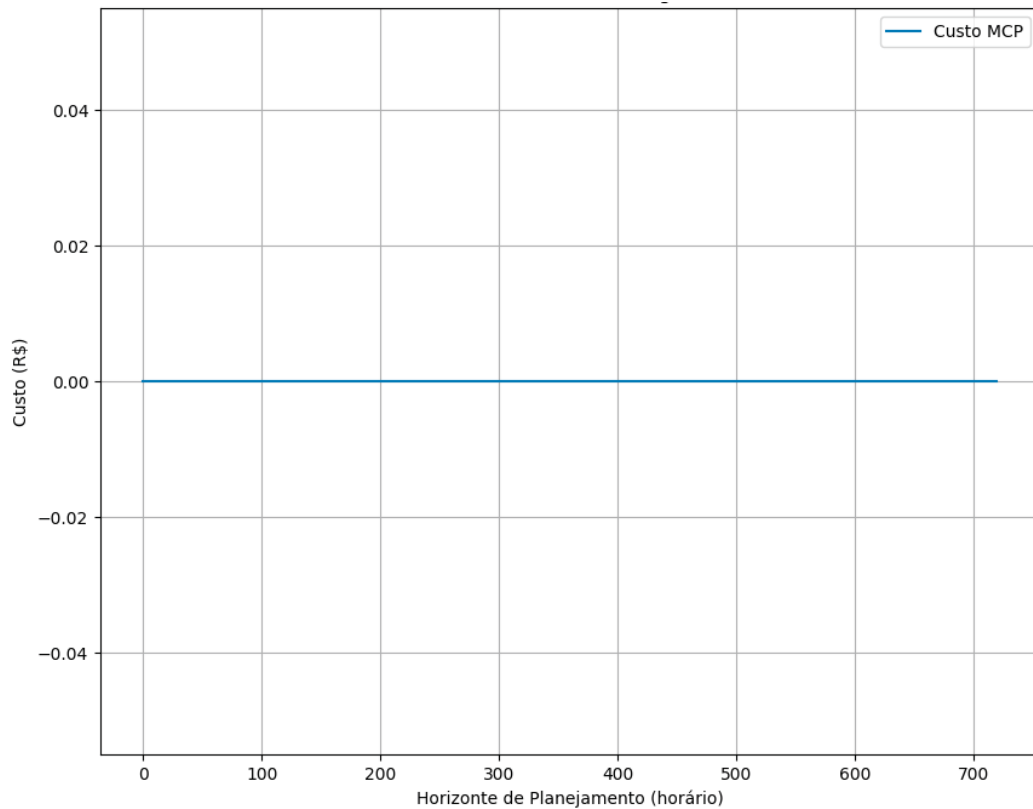
Figura 67 Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

Como já havia sido dito, os bombeamentos realizados pela UHR são consequência da absorção de potência reativa do serviço ancilar de suporte de reativos. Isso fica evidente através do gráfico de custos com consumo de energia da UHR (Figura 68), que foi igual a zero em todo o período de planejamento.

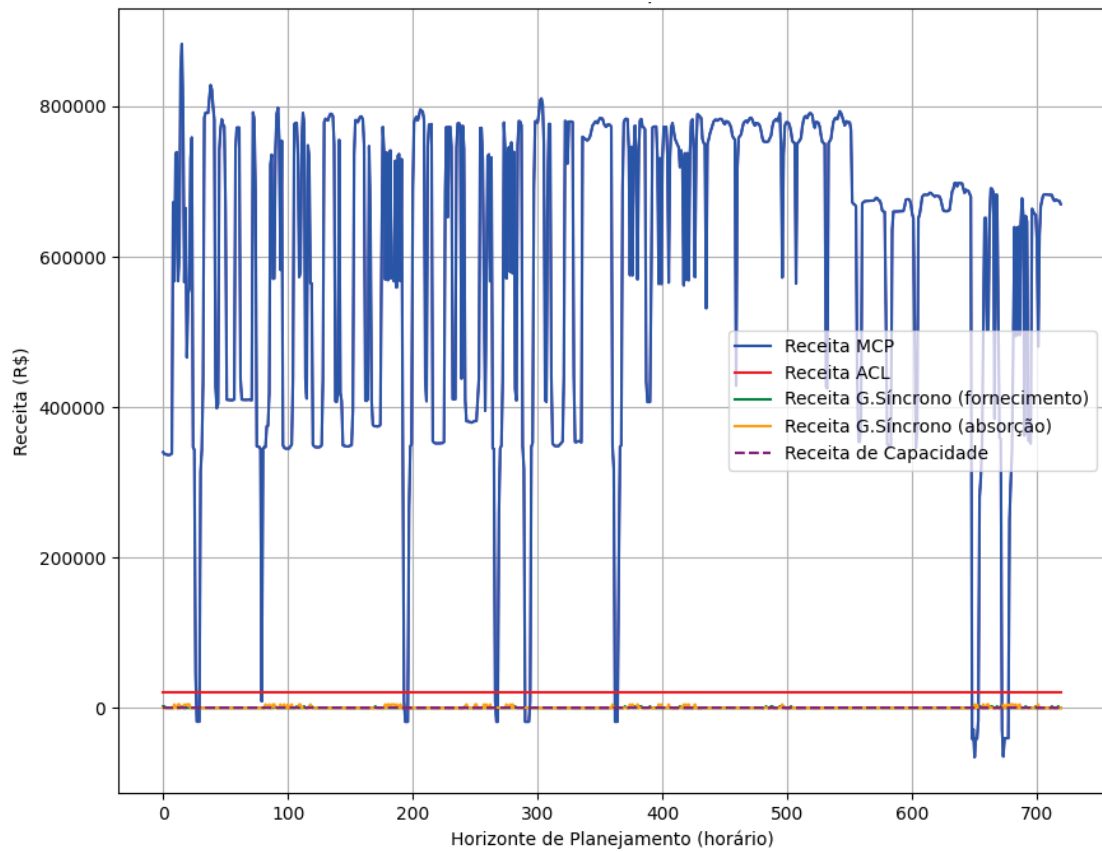
Figura 68 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

A receita total gerada pela UHR (Figura 69), é composta por uma parcela constante da sua participação no mercado livre, pela atuação no MCP e também pela prestação do serviço ancilar. O resultado da atuação no MCP tem comportamento semelhante ao da vazão total turbinada pela UHR (Figura 58), visto que a porção de vazão turbinada utilizada para o fornecimento de potência reativa do serviço ancilar é pequena em comparação com a capacidade da UHR.

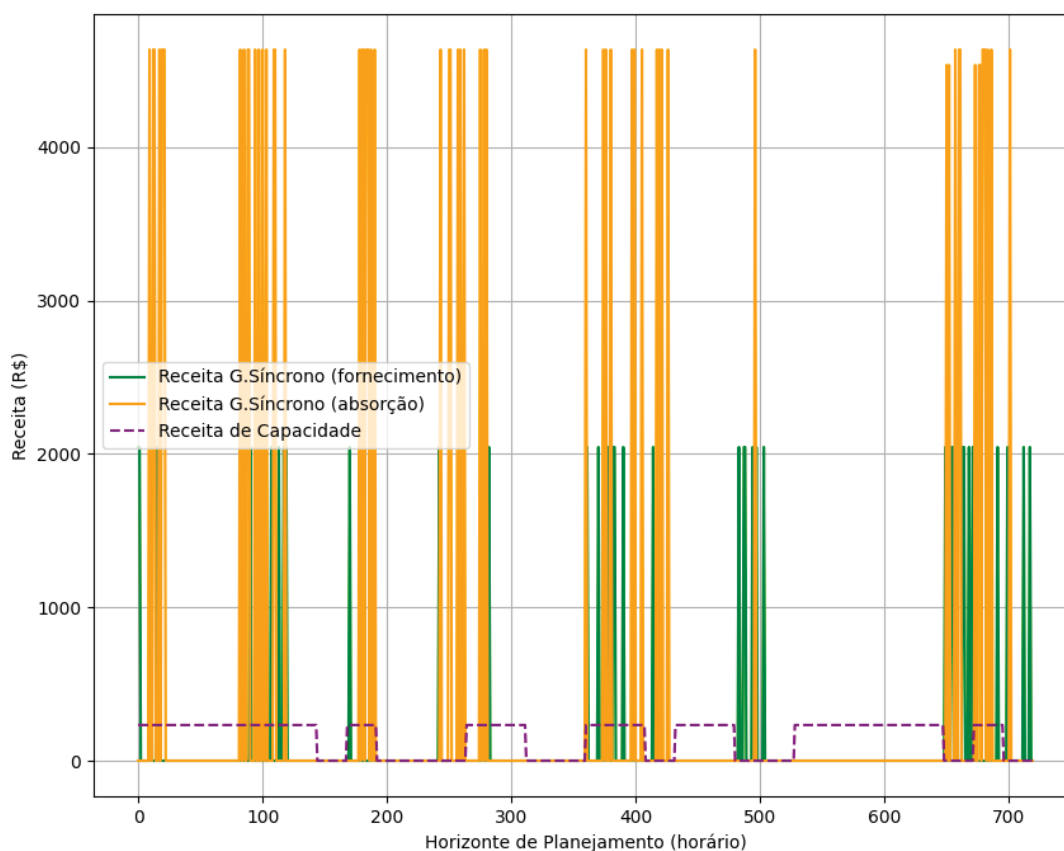
Figura 69 - Receita Total da UHR no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

A figura 70 representa de forma mais clara a receita obtida com a prestação do serviço ancilar. Destaca-se que o seu comportamento vai depender puramente dos parâmetros passados ao modelo, que são extraídos do histórico de operação do sistema elétrico.

Figura 70 - Receita da UHR com Prestação de Serviço Ancilar de Suporte de Reativos no Cenário 1 do Modelo de Negócio 3



Fonte: Autor (2024)

6.4 MODELO DE NEGÓCIO 4

O quarto modelo de negócio considera a comercialização de energia da UHR no mercado livre (ACL) e no mercado de curto prazo (MCP), mas conta com a presença de uma usina solar fotovoltaica combinada à UHR. O setor elétrico denomina esse modelo como centrais geradoras híbridas (UGH). Com isso, o montante de energia contratada no ACL pela UHR (MW_{médio}) é aproximadamente metade da garantia física definida para UHE GBM, e o montante de energia contratada pela usina solar (MWh/dia) é de 40 MWh/dia referente à energia média diária gerada pela usina solar de acordo com estimativa de radiação solar média do local da usina solar. A energia comercializada no MCP é gerada inteiramente através da UHR, sendo que as sobras e déficits da usina solar são repassados à UHR.

Destaca-se que a capacidade da usina solar é muito menor que a da UHR (40 MWh/dia vs 300x24 MWh/dia) e, que se essa usina solar fosse instalada no

reservatório da UHE GBM, ela ocuparia aproximadamente 6% da área do reservatório. Porém, a intenção é analisar como a UHR impacta na operação de uma usina solar, e não o oposto.

Tabela 14 - Parâmetros do Cenário 4

Área da usina solar	9 km ²
Eficiência da usina solar	0,85
Montante de energia contratada no ACL - Usina Solar	40,0 MWh/dia
Montante de energia contratada no ACL - UHR	300,0 MWmédio

Fonte: Autor (2024)

Ao todo 10 cenários diferentes foram otimizados através do modelo de negócio considerando a comercialização da energia da UHR no ACL e no MCP, e a comercialização da energia da usina solar também no ACL. Para descrever o conjunto de resultados das receitas obtidas com os 10 cenários otimizados, foram calculadas algumas medidas estatísticas que estão representadas na tabela 17.

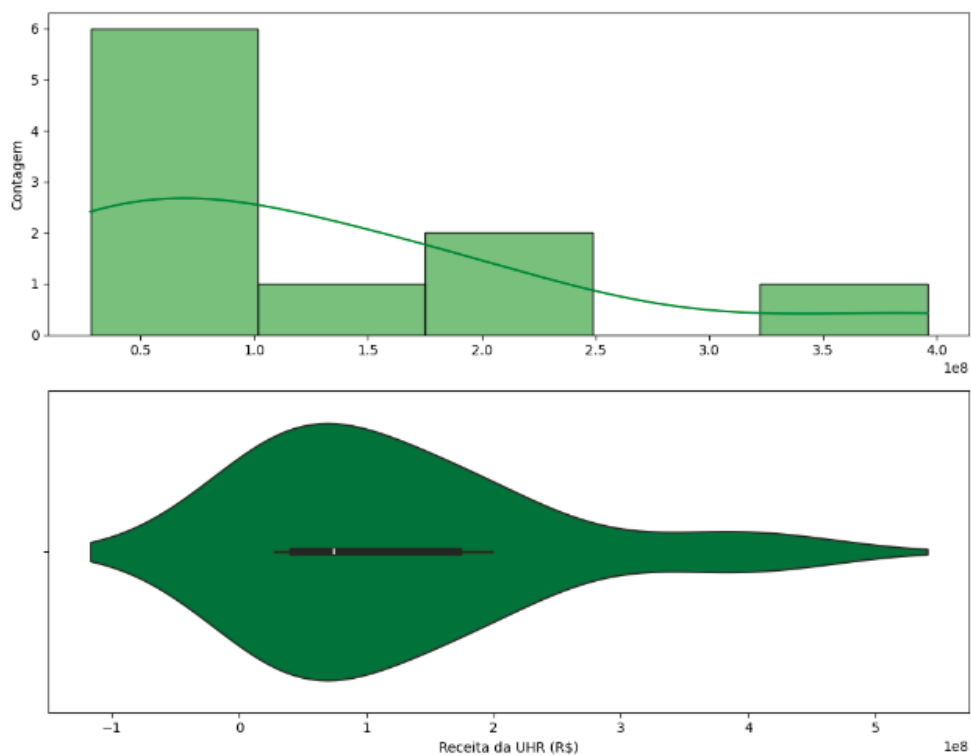
Tabela 15 - Resultados Estatísticos do Modelo de Negócio 4

Tamanho	10
Média [R\$]	122,707 Milhões
Primeiro Quartil [R\$]	42,278 Milhões
Segundo Quartil [R\$]	74,608 Milhões
Terceiro Quartil [R\$]	172,159 Milhões
Máximo [R\$]	395,875 Milhões
Mínimo [R\$]	28,065 Milhões
Amplitude [R\$]	367,810 Milhões
Variância [R\$ ²]	1,1871e+16
Desvio Padrão [R\$]	108,957 Milhões
Coeficiente de Variação	1,1261
Assimetria	1,4087

Fonte: Autor (2024)

A figura 71 contém um histograma e um gráfico *violin-plot* das receitas otimizadas dos 10 cenários.

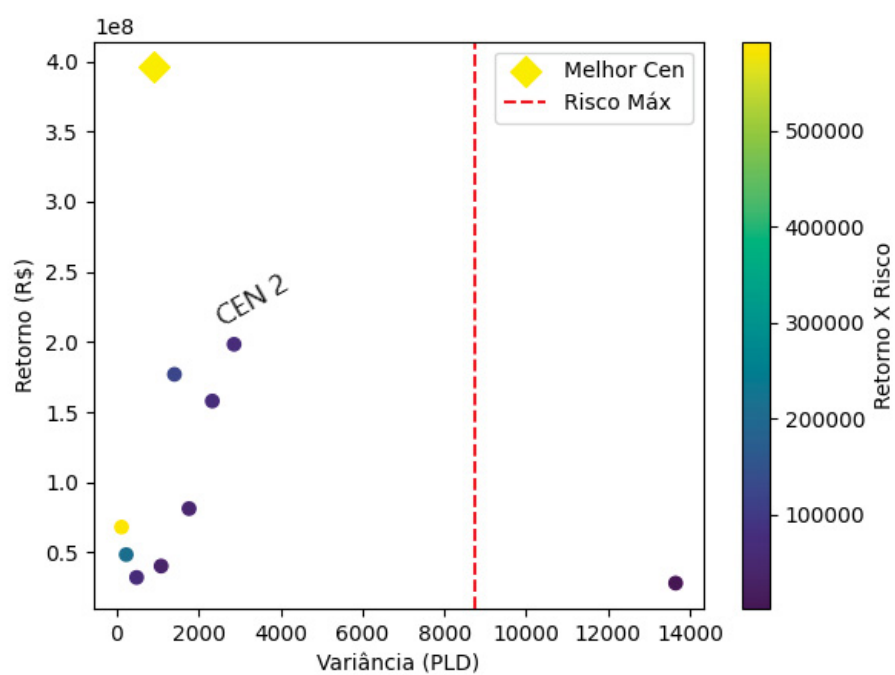
Figura 71 - Histograma e *Violin-PLot* das Receitas Otimizadas no Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

A relação Retorno X Risco foi calculada e ilustrada a partir da figura 72.

Figura 72- Gráfico Retorno X Risco do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

É possível observar que o cenário 1 obteve o melhor desempenho com relação ao retorno sobre o risco, bem como a maior receita total. Porém, neste cenário a UHR não bombeou água, sendo o único em que esse evento ocorreu. Essa situação se dá pelas condições de preço e afluência do cenário 1 em comparação aos demais cenários, mesma causa pela qual o cenário 1 do primeiro e segundo modelos de negócio não bombeou água.

Destaca-se o seguinte com relação aos demais cenários otimizados:

- O cenário 0 teve o maior volume de água bombeada: 160298,03 m³
- O cenário 4 teve o maior volume de água turbinada: 966074,08 m³
- O cenário 1 teve maior retorno financeiro: R\$ 395,875 Milhões
- O cenário 1 obteve melhor desempenho retorno x risco

O cenário 2 é selecionado para ser analisado com mais detalhes, já que ele foi o que obteve melhores resultados depois do cenário 1.

6.4.1 Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

Tabela 16 - Resultados do Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

Receita Total [R\$]	198,346 Milhões
Custo total de O&M [R\$]	7,360 Milhões
Custo com PARTIDAS e MANOBRAS OPERACIONAIS [R\$]	51000,00
Custo com PARADAS [R\$]	9000,00
Volume Turbinado [m ³]	792919,96
Volume Bombeado [m ³]	30789,39
Horas de Operação das Máquinas Somadas [horas]	2393
Porcentagem de Tempo em Operação [%]	83,09

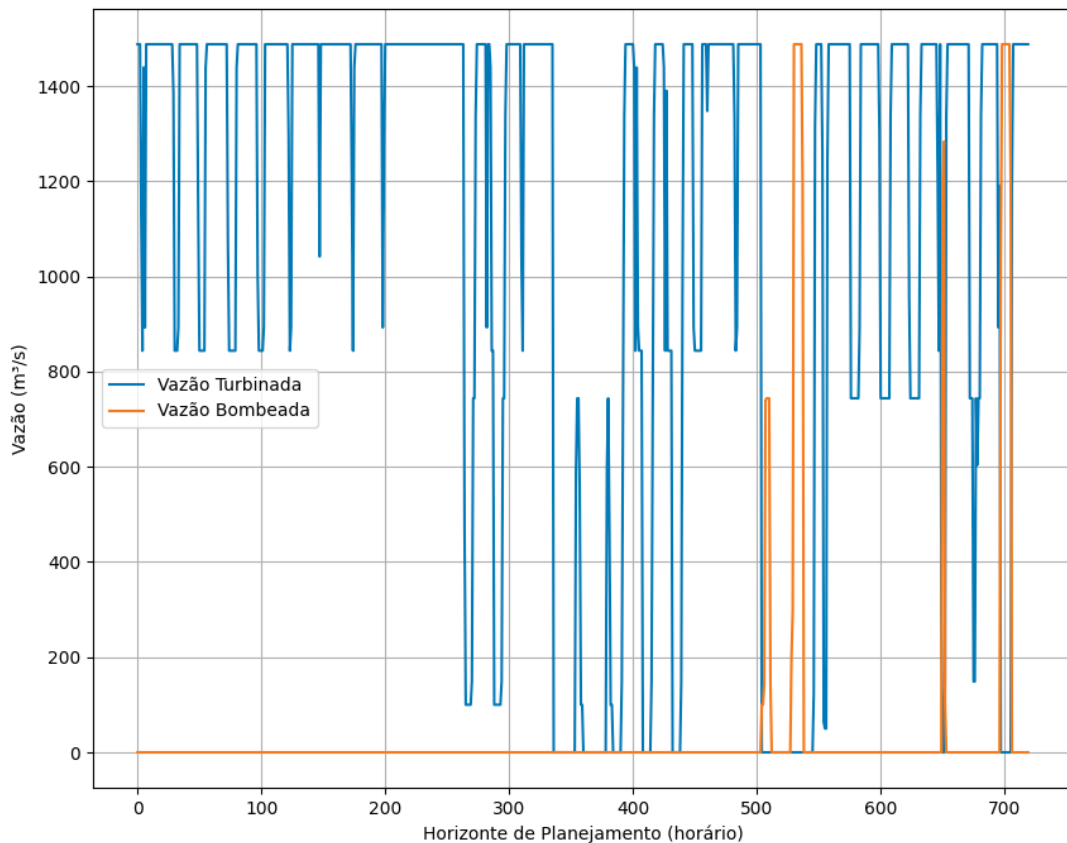
Fonte: Autor (2024)

A figura 73 ilustra as vazões totais turbinada e bombeada pela UHR. É possível observar, principalmente ao longo das 200 primeiras horas do horizonte de planejamento, que existe uma periodização da vazão turbinada pela UHR. Essa periodização é compatível com ciclos de 24 horas.

Observa-se que exatamente a partir da hora 336, no início da terceira semana do cenário 2, houve vazão turbinada igual a zero na usina por períodos de até 18 horas, permanecendo abaixo do mínimo necessário para o atendimento da demanda contratada no mercado livre, 300 MW médio. Essas ocorrências representam um custo que a usina se dispõe a arcar por questões estratégicas ou necessárias ao custo de um resultado final melhor, visto que o não atendimento à demanda contratada acarreta liquidação financeira ao custo do PLD.

Nos momentos em que a UHR não turbinou, o preço da energia elétrica (PLD) estava baixo, fazendo com que a UHR ficasse exposta ao PLD em seus contratos no mercado livre. O mesmo aconteceu nos momentos em que o modelo de otimização optou por bombear, já que essa ação acarreta custos na função objetivo.

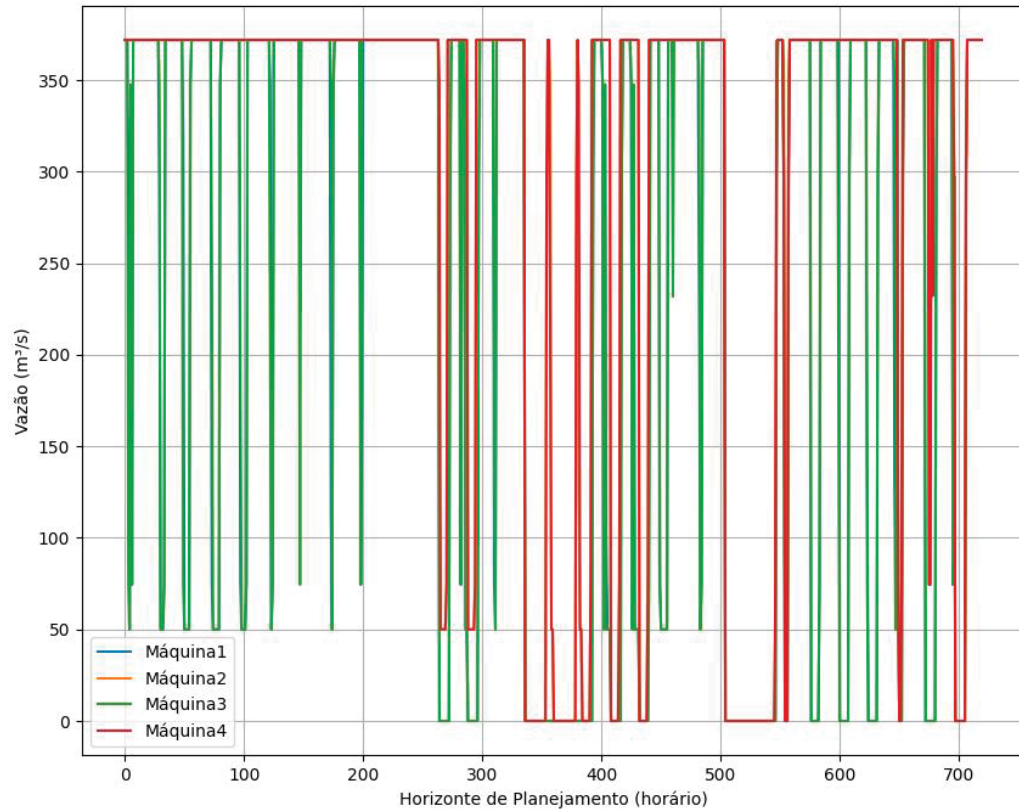
Figura 73- Vazão Turbinada e Bombeada pela UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024).

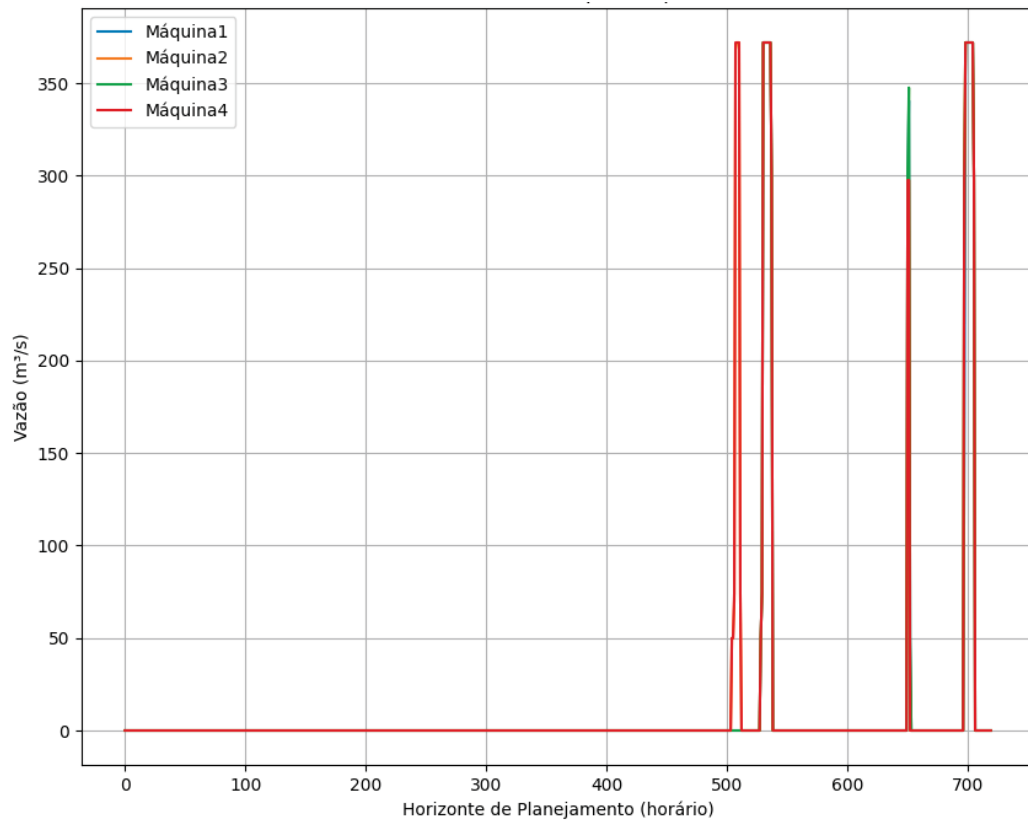
As figuras 74 e 75, representam as vazões turbinadas e bombeadas respectivamente de acordo com cada máquina da UHR. É possível observar a priorização de máquinas com melhor eficiência.

Figura 74 - Vazão Turbinada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

Figura 75 - Vazão Bombeada das Máquinas da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

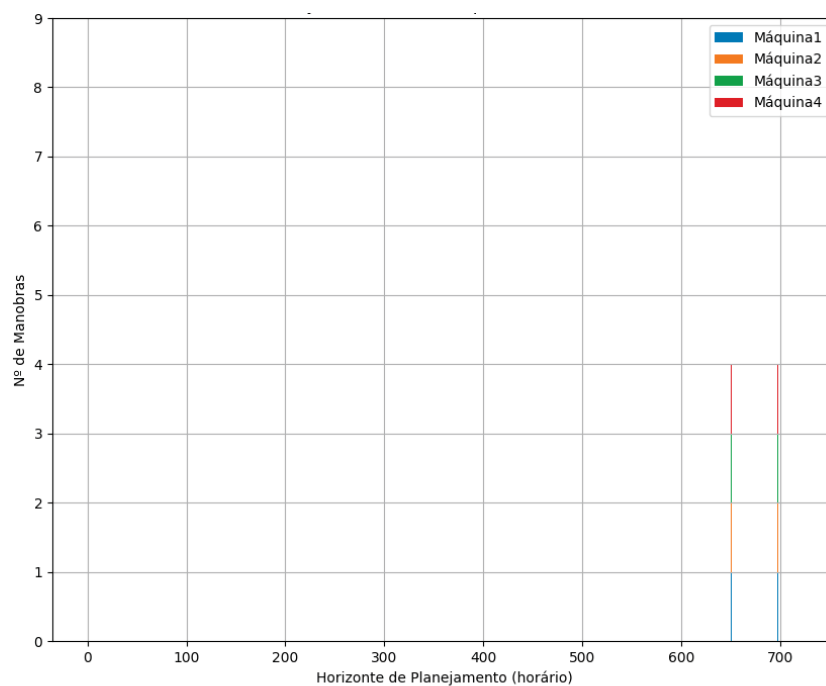


Fonte: Autor (2024)

As figuras 76 a 79, representam as partidas, paradas e mudanças no modo bomba para o modo turbina e vice-versa de cada máquina ao longo do período de planejamento da otimização.

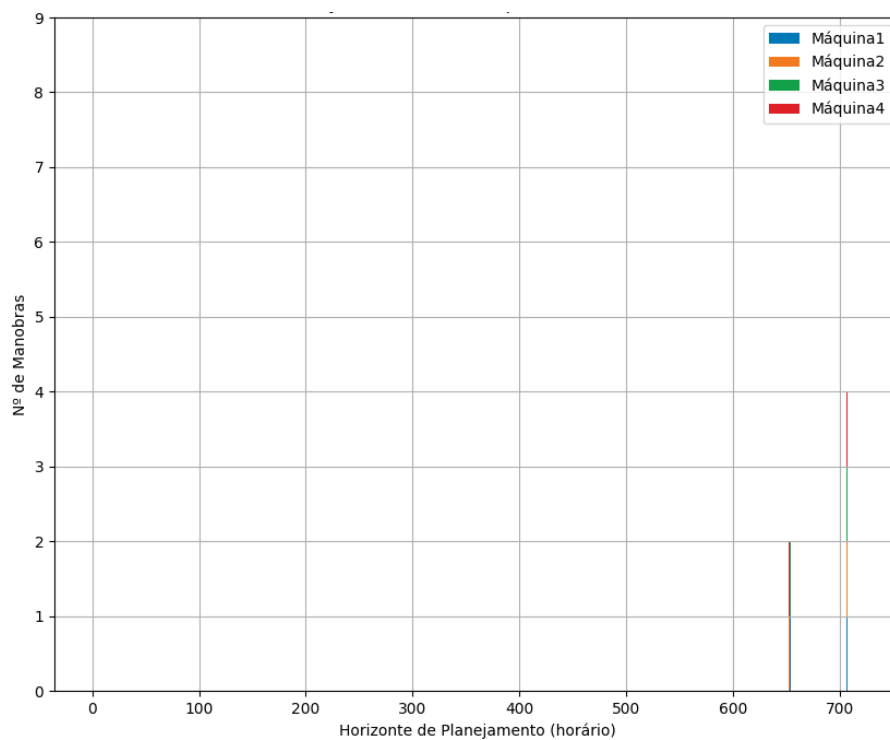
As figuras 76 e 77, que representam as transições do modo turbina para o modo bomba e vice-versa, são muito parecidas com as do cenário 2 do primeiro modelo de negócio. Essa similaridade entre os dois casos faz sentido já que os dados de entrada são os mesmos (cenário 2) e a usina solar não afetou tanto a operação da UHR, como será visto adiante.

Figura 76 - Transições do Modo Turbina para Bomba das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



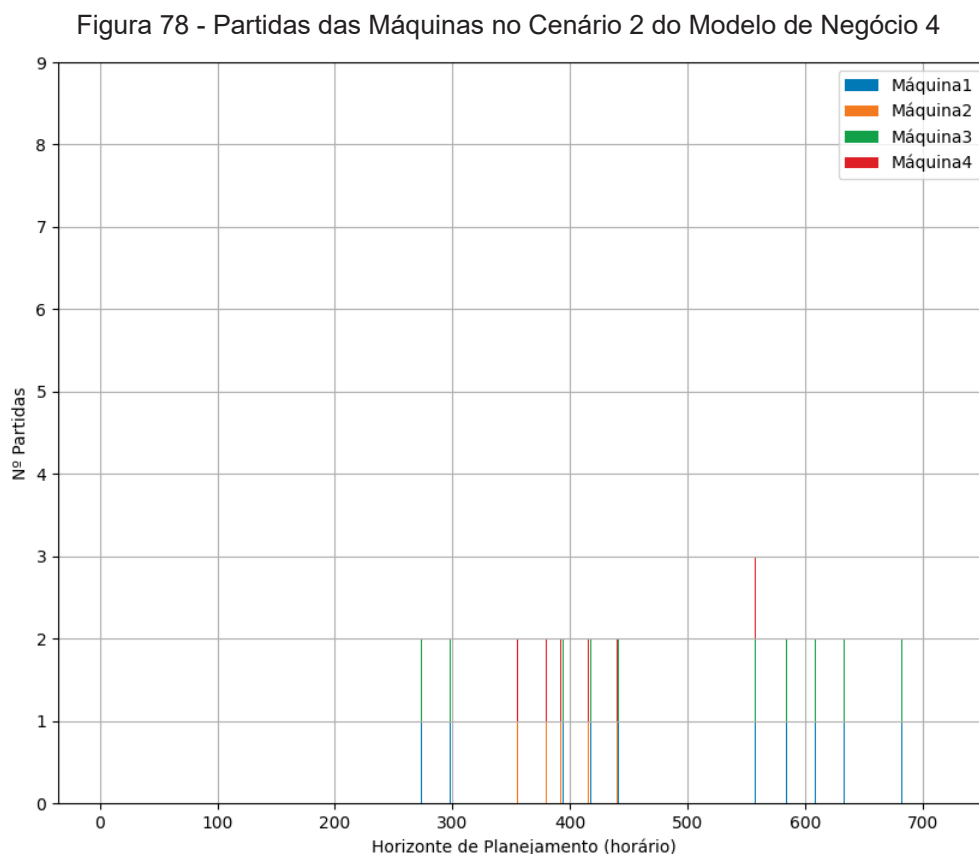
Fonte: Autor (2024).

Figura 77 - Transições do Modo Bomba para Turbina das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Otimização 4



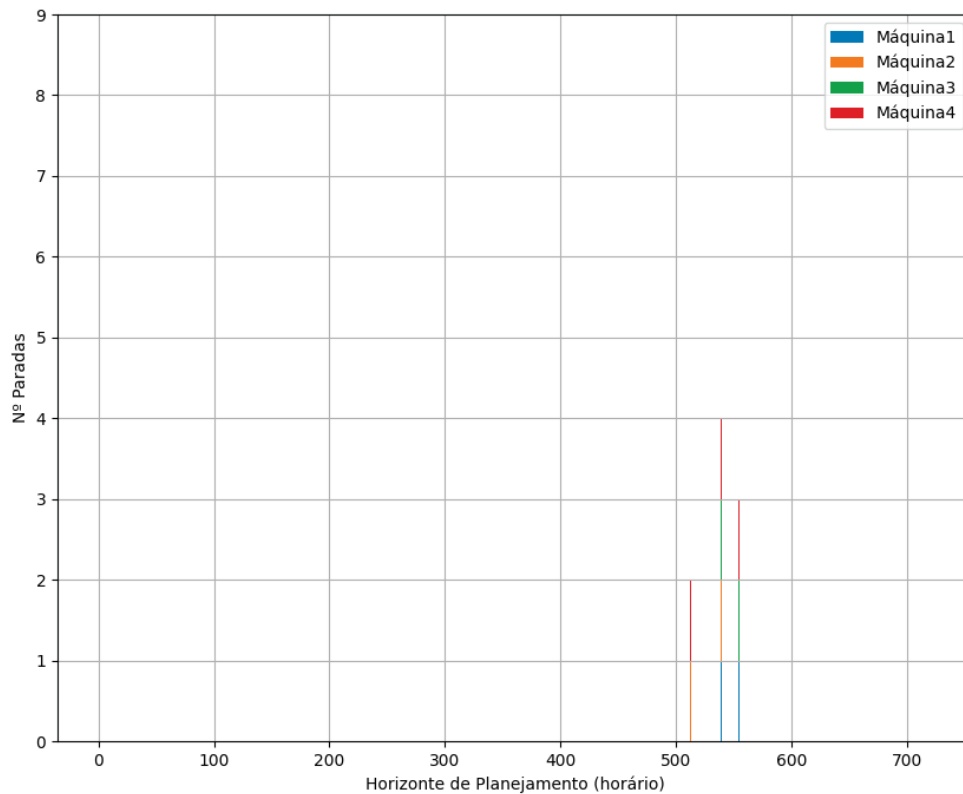
Fonte: Autor (2024).

De forma similar ao primeiro modelo de negócio, as partidas e paradas, nas figuras 78 e 79, ocorrem justamente nos momentos em que as vazões, de turbinamento e bombeamento, começam a assumir valores iguais a zero, próximo da hora 300 em diante.



Fonte: Autor (2024)

Figura 79 - Paradas das Máquinas no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

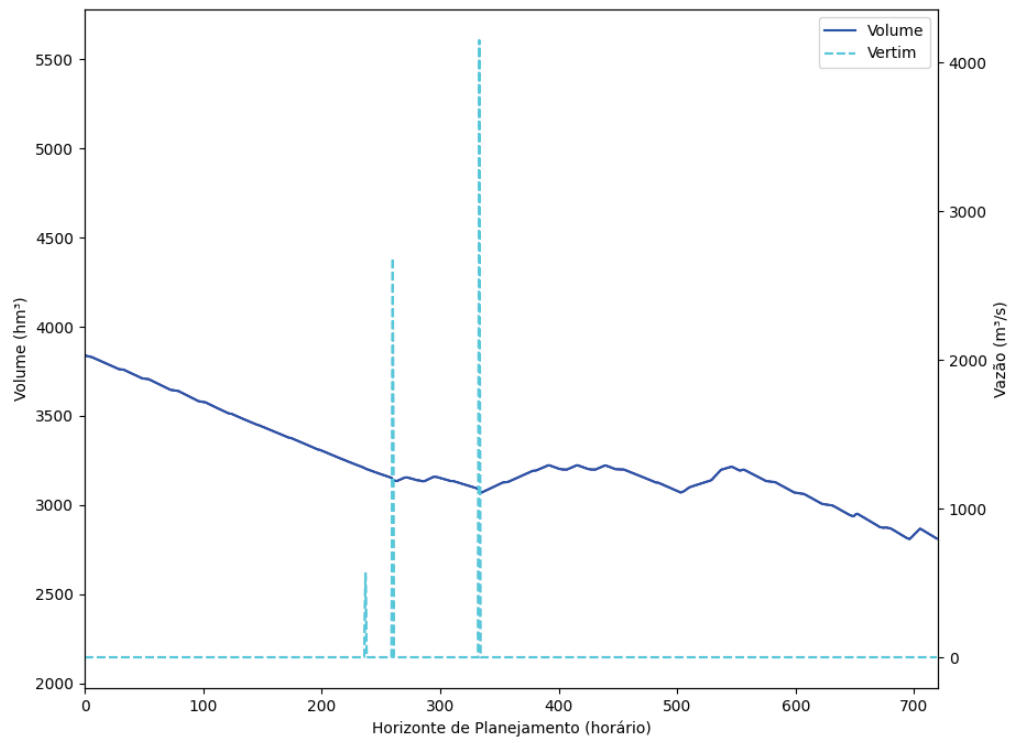


Fonte: Autor (2024)

A evolução dos dois reservatórios da UHR ao longo do tempo é representada pelas figuras 80 e 81.

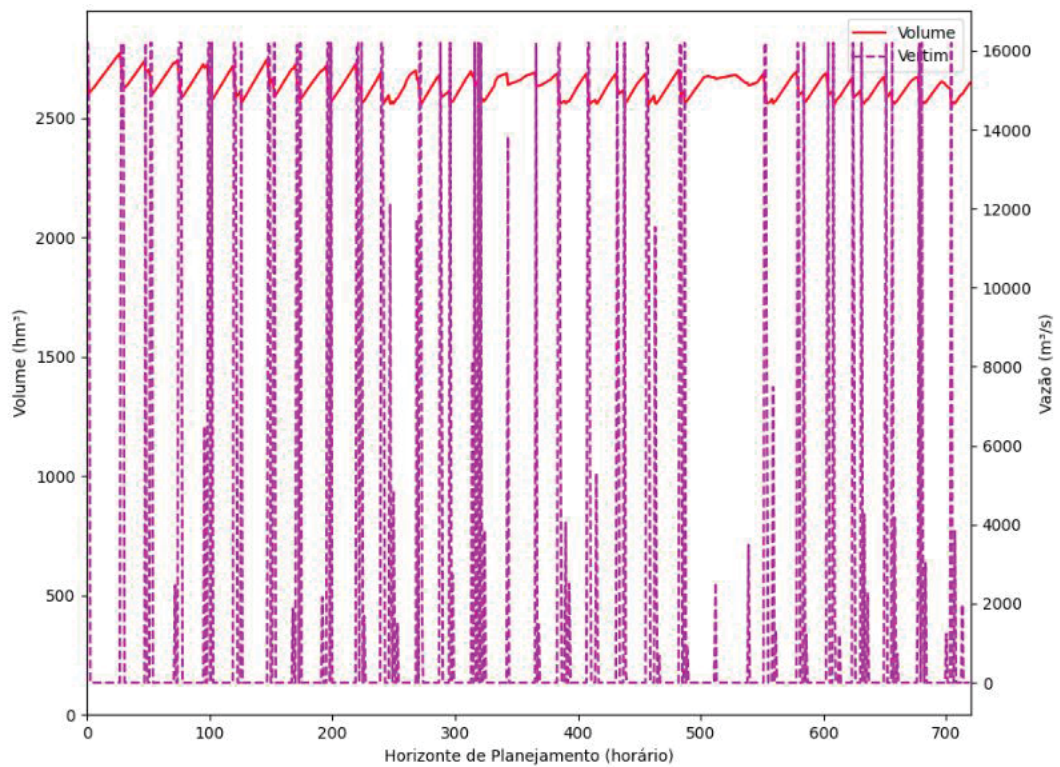
Outra característica esperada é a variação de volume e taxa de vertimentos do reservatório inferior, que é mais expressiva do que a observada no reservatório superior. O reservatório superior evolui para uma diminuição gradativa do seu volume. O reservatório superior parte com 50% da sua capacidade de volume útil e chega ao final do horizonte de planejamento com 22% (2812,39 hm³). No reservatório inferior o ponto de partida da otimização também é com 50% do volume útil, porém ao longo do tempo o reservatório chega a atingir 0% do seu volume útil 30 vezes, mesmo número de vezes em que essa marca é atingida no cenário 2 do primeiro modelo de negócio. Chega ao fim do horizonte de planejamento com 22% (2647,49 hm³) do seu volume útil. Essas são exatamente as mesmas condições em que os reservatórios superior e inferior iniciaram e finalizaram a otimização no cenário 2 do primeiro modelo de negócio. Esse e diversos outros aspectos são muito semelhantes nos dois modelos.

Figura 80 - Volume e Vertimento do Reservatório Superior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

Figura 81 - Volume e Vertimento do Reservatório Inferior no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

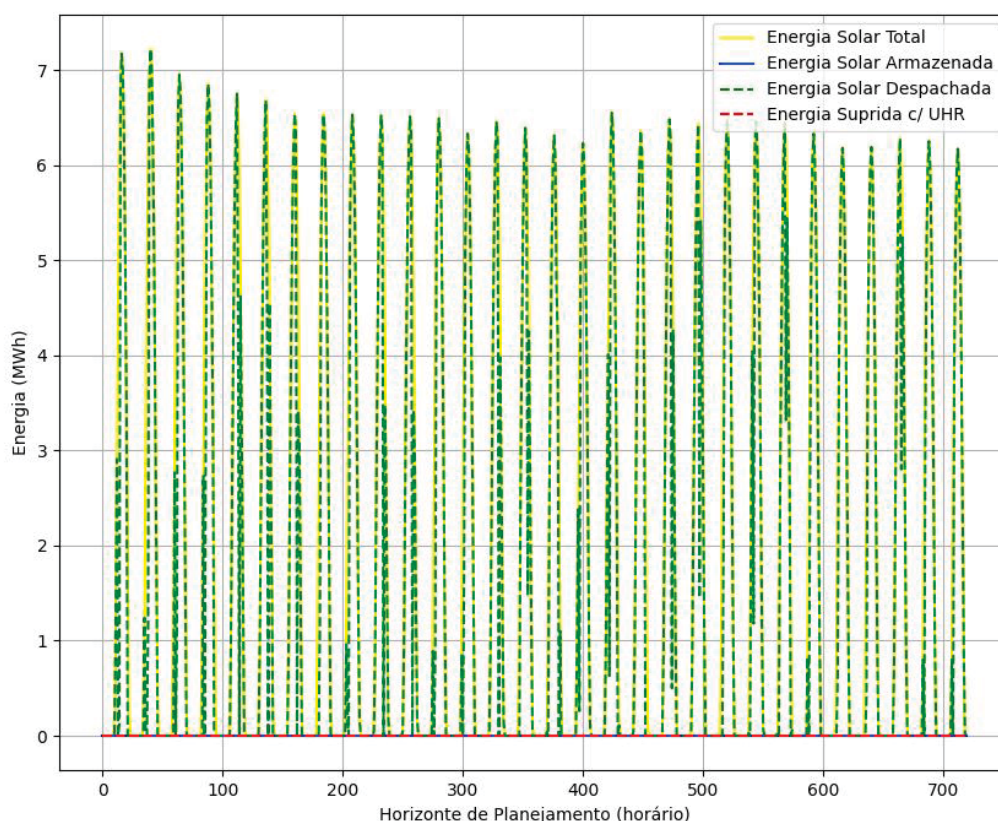


Fonte: Autor (2024)

A figura 82 ilustra as energias associadas à operação da usina solar, sua geração, eventuais sobras armazenadas pela UHR, déficits supridos pela UHR e sua geração de energia efetivamente entregue à rede para atender sua demanda no ACL.

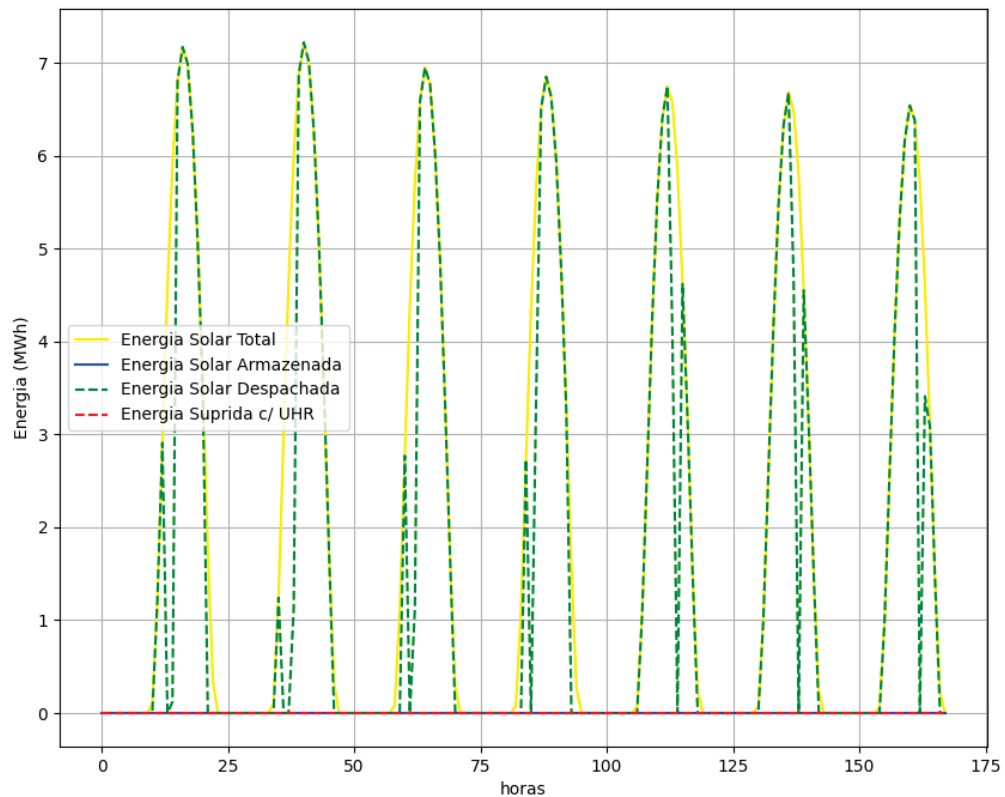
A usina solar não demandou em nenhum momento, para este cenário, que a UHR bombeasse água para armazenar eventuais sobras de geração diária ou que turbinasse água para gerar energia de eventuais déficits de geração diária da usina solar em seus contratos no ACL. A figura 83 mostra em detalhes, para o período de 1 semana de operação, que a geração total diária é maior que a energia despachada pela usina solar, mas as sobras não são suficientes para acionar o armazenamento através da UHR. Alguns aspectos determinam esse comportamento de não acionar o armazenamento mesmo com sobras de energia da usina solar. Um deles pode ser a potência mínima necessária para bombear água ao reservatório superior e o outro pode ser o custo operacional associado ao bombeamento da sobra de energia, que pode não ser compensatório financeiramente.

Figura 82 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

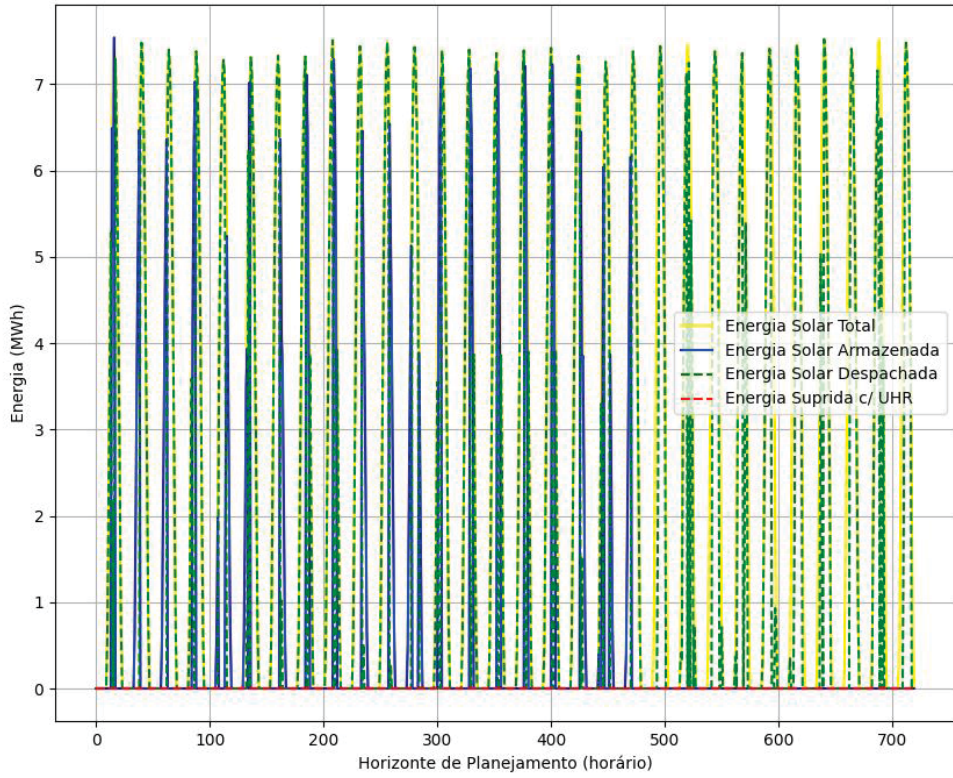
Figura 83 - Balanço de Energia da Primeira Semana da Usina Solar no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

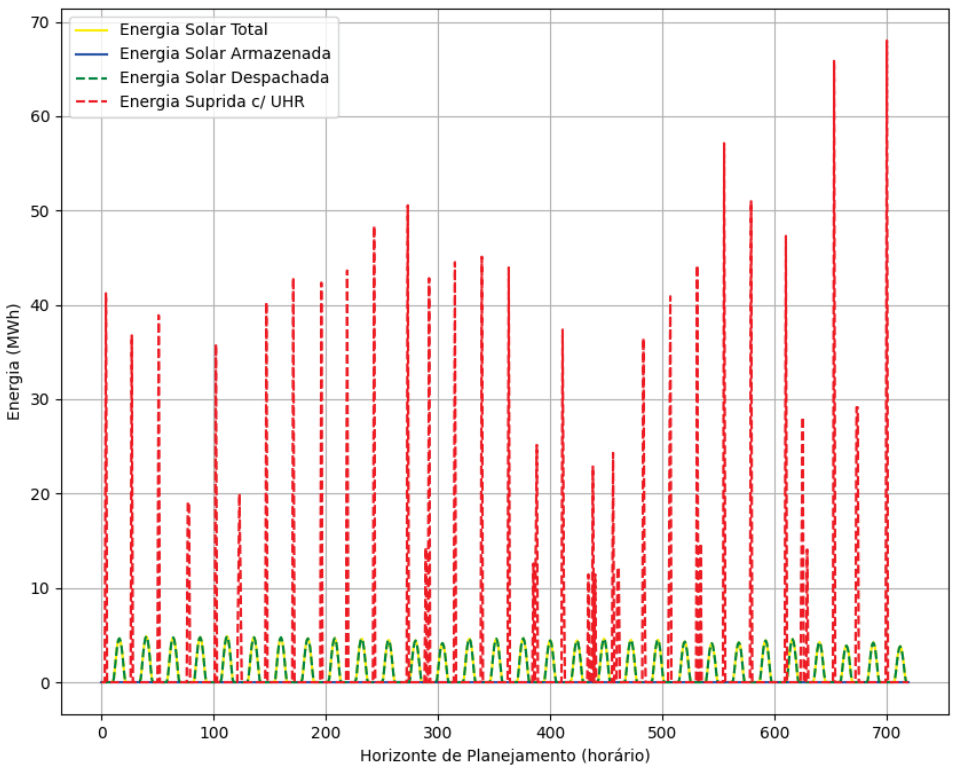
Porém esses eventos ocorreram em outros cenários, por exemplo, nos cenários 0 e 4 selecionados justamente por serem os cenários com maior volume de água bombeada e turbinada respectivamente. O balanço de energia da usina solar destes cenários é retratado pelas figuras 84 e 85.

Figura 84 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 0 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

Figura 85 - Balanço de Energia da Usina Solar no Cenário 4 do Modelo de Negócio 4

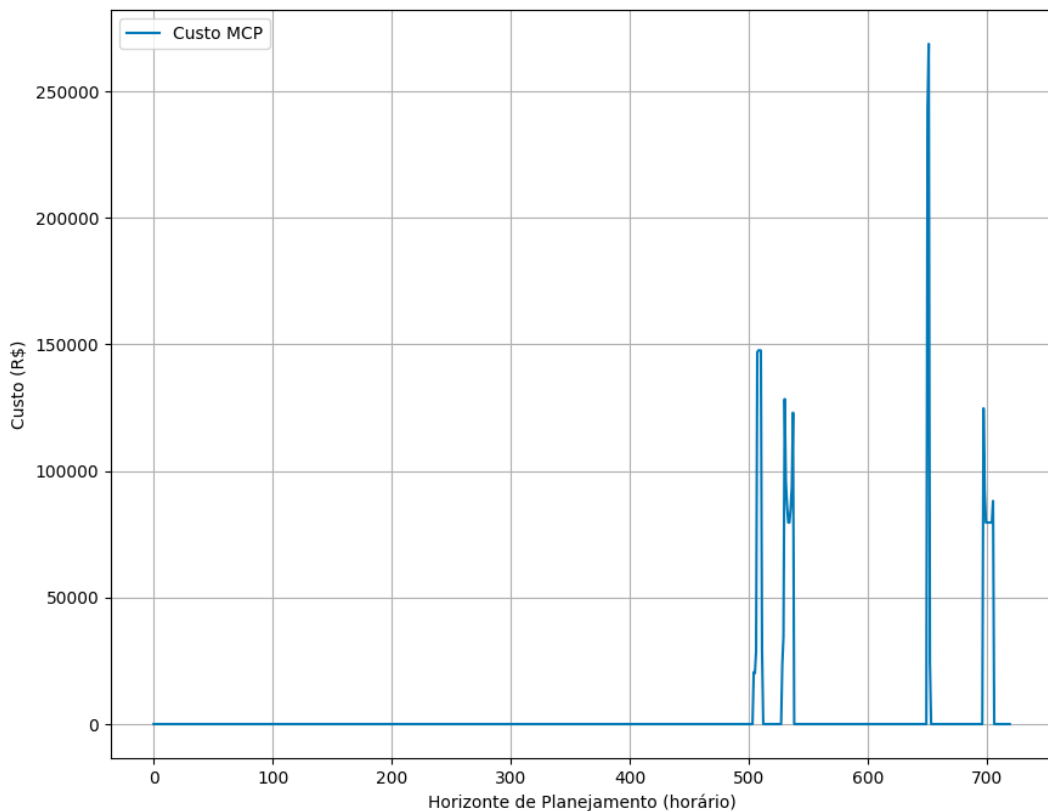


Fonte: Autor (2024)

Não por acaso o cenário 0, referente ao mês de janeiro, armazenou energia, e o cenário 4, referente ao mês de maio, precisou de auxílio da UHR para atender aos seus contratos de geração no ACL. Isso é reflexo das estações do ano que configuram o potencial energético da usina solar ao longo do ano, e ao longo dos cenários otimizados. Esse potencial energético da usina solar ao longo do ano pode ser visto na figura 25 através dados de radiação solar no reservatório da UHE GBM.

Do gráfico de custo com consumo de energia da UHR, figura 86, o que se pode extrair é que esses custos são consequência do bombeamento de água e por conta disso acontecem exatamente nos mesmos momentos em que houve bombeamento por parte da UHR.

Figura 86 - Custo com Bombeamento da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4

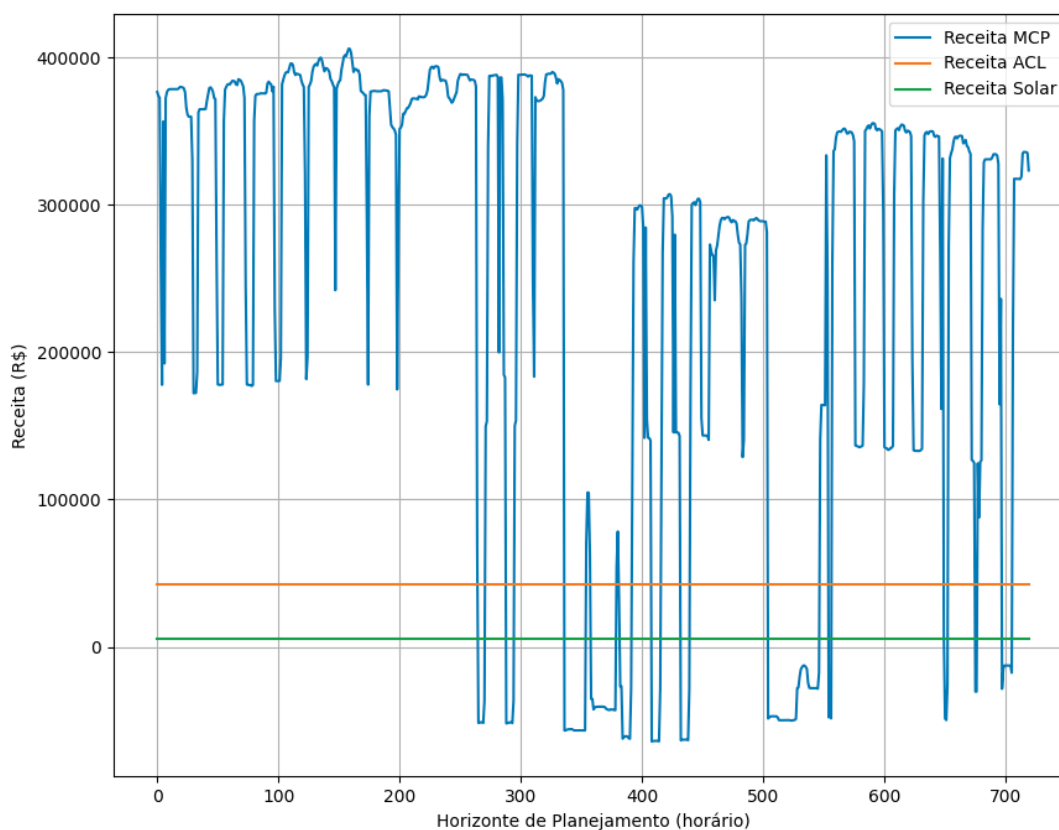


Fonte: Autor (2024)

A receita total gerada pela UHR juntamente com a usina solar (Figura 87), é composta por duas parcelas constantes da participação no mercado livre, previstas

pelos contratos de venda de energia negociados no mercado livre, e o resultado da atuação da UHR no MCP.

Figura 87 - Receita Total da UHR no Cenário 2 do Modelo de Negócio 4



Fonte: Autor (2024)

6.5 DISCUSSÕES

Os resultados gráficos da relação risco x retorno dos modelos de negócio avaliados são muito similares, com uma pequena diferença nos valores de receita (retorno) nos cenários de um modelo para o outro. Com uma diferença maior para o modelo de negócio que simula a operação da UHR prestando serviços ancilares.

O motivo para essa pequena diferença de receita com relação aos modelos de negócio foi o critério adotado para as parcelas de participação no MCP. Cada modelo de negócio dispôs de aproximadamente metade da sua capacidade (garantia física) para atuar livremente no MCP, com exceção dos modelos 2 e 3 que tiveram por volta de 1/4 da capacidade para comercializar livremente a sua energia no MCP.

Portanto, o peso da participação da UHR no MCP foi decisivo nos resultados finais dos cenários otimizados, independente das outras formas de comercialização de energia ou prestação de serviços da UHR, pois os resultados financeiros no MCP, com a arbitragem de preços da energia elétrica, tiveram mais peso que os resultados de outras atividades.

Particularmente, o modelo de negócio 3, em que a UHR presta serviços ancilares ao operador do sistema, obteve os melhores resultados de receita mesmo com uma parcela menor de participação no MCP. Mas a característica desse modelo permite a UHR atuar com maior capacidade no MCP em dias que a sua capacidade reservada para prestação de serviços ancilares não é solicitada pelo operador.

Outro ponto comum com relação aos modelos de negócio analisados foi o comportamento do cenário 1. Em todos os casos, exceto no modelo 3, a UHR não realizou bombeamento neste cenário. Isso mostra que, dependendo das condições de entrada do modelo de otimização, pode não ser vantajoso economicamente para a UHR consumir energia para armazenar, tanto a curto prazo (diário) como a médio prazo (mensal), e até sob diferentes contextos de negócio. As condições de entrada do modelo de otimização representam o comportamento do mercado, os preços da energia em cada ambiente de comercialização, as afluições nos reservatórios, entre outros aspectos que compõem o problema.

O modelo 3, portanto, é uma exceção ao bombeamento nulo da UHR no cenário 1 somente porque nele a UHR tem a obrigação de prestar o serviço ancilar quando solicitado pelo operador do sistema. Parte do serviço inclui a absorção de potência reativa da rede que exige da UHR o consumo de energia, e consequente armazenamento de energia. Porém, não existe uma decisão associada com um custo de consumir energia para armazenamento.

Um dos modelos de otimização desenvolvidos testou a hipótese de uma central geradora híbrida (UGH), associando a UHR a uma usina solar. Os resultados desse modelo de negócio mostraram como a UHR pode ser útil auxiliando a operação de fontes renováveis não gerenciáveis, como é o caso das usinas solares e eólicas. O resultado das otimizações dos cenários mostrou que, em alguns deles, a UHR forneceu energia para a usina solar, complementando a sua operação, e que em outros ela absorveu energia da usina solar suprimindo a sua operação. Uma relação mutuamente benéfica.

Comparativamente, a diferença de receita obtida com os cenários do modelo sem usina solar e do modelo com usina solar é pequena, isso porque a proporção da usina solar adotada no problema é muito pequena quando comparada à UHR.

Outra característica interessante é que não há uma tendência para a diferença líquida de receita entre os dois modelos, com e sem a usina solar. Os cenários 0, 4, 6, 7 e 8 do modelo sem a usina solar obtiveram uma receita ligeiramente maior que os mesmos cenários no modelo com usina solar. Talvez adotar em outras análises uma usina solar com maior capacidade de geração de energia expresse melhor as diferenças e tendências dos resultados dos modelos com e sem usina solar, ou adotando uma UHR com capacidade menor.

Apesar de ter sido dito que a atuação da UHR no MCP teve um peso maior que o peso de outros meios de comercialização analisados, observou-se do cenário 2 que o resultado financeiro da UHR no modelo com participação no mercado livre e regulado foi maior que o resultado obtido pelo modelo com participação apenas no mercado livre. O quadro 6 sintetiza algumas das principais diferenças do cenário 2 nesses dois modelos.

Quadro 6 - Parâmetros e Resultados dos Modelos de Negócio 1 e 2

Comparação dos Modelos 1 (ACL) e 2 (ACL+ACR)		
	Modelo 1	Modelo 2
D. de Entrada		
Montante de energia no ACL	300,00 MWmed	150,00 MWmed
Montante de energia no ACR	-	280,00 MWmed
Preço da energia no ACL	141,58 R\$/MWh	141,58 R\$/MWh
Preço da energia no ACR	-	172,00 R\$/MWh
Resultados		
Receita Total	R\$ 193,787 Milhões	R\$ 198,183 Milhões
Tempo em Operação	83,09 %	98,61 %
Vol. Total Bombeado	30696,41 m ³	46546,63 m ³
Vol. Final R. Superior	22,0 %	20,33 %
Custo com Partidas	R\$ 51000,00	R\$ 13000,00

Fonte: Autor (2024)

Os resultados mostram que mesmo a UHR tendo uma demanda maior no modelo 2, e conseqüentemente uma menor capacidade para comercializar sua

energia no MCP, sua receita total foi maior, assim como a sua porcentagem de tempo em operação. O custo total com partidas do modelo 2 foi menor, o que faz sentido já que ele ficou mais tempo em operação e consequentemente realizou menos paradas. Outra variável com resultado final maior no modelo 2 foi o volume de água bombeada. Vale destacar que uma das causas do resultado superior para o cenário 2 no modelo 2 em comparação com o modelo 1, é o MRE. O cálculo do MRE leva em consideração o fator GSF, que teve valor acima de 1 no cenário 2 e foi justamente o mais alto de todos os cenários analisados, figura 23. Por sua vez, o resultado do MRE tem impacto direto no resultado da UHR no ambiente regulado.

7 CONCLUSÕES

Este estudo aborda a análise da integração de uma UHR ao SIN, com foco na operação de curto a médio prazo, utilizando modelos capazes de maximizar a sua receita através de diferentes ambientes de comercialização de energia, de prestação de serviços e de arranjo. Todas as hipóteses foram testadas e comparadas através dos cenários otimizados.

Os objetivos específicos incluíram a implementação de um modelo para simular e otimizar a operação da UHR, considerar as UGs da UHR de forma independente, estimar os custos de parada e partida das UGs, submeter um estudo de validação do modelo e comparar os resultados de cada modelo de negócio.

Os resultados demonstraram que os modelos propostos são capazes de simular com precisão a operação da UHR, em diferentes ambientes de comercialização de energia e sob diferentes arranjos para uma UHR. Os resultados ofereceram informações relevantes para a tomada de decisão estratégica a respeito dos modelos de negócio propostos. As análises feitas a partir dos resultados de operação da UHR atestaram a importância de ter considerado as UGs da UHR de forma independente no modelo, pois em todos os modelos de negócio presenciou-se a UHR, em algum momento, atuando simultaneamente em mais de um ambiente de comercialização, através de máquinas diferentes.

Os custos de partida e parada da UHR foram calculados por meio de uma metodologia desenvolvida dentro do próprio estudo, e se mostraram razoáveis na medida em que a porcentagem do custo de O&M, definida para representar o custo total com partidas e paradas da UHR na operação diária, é estimada.

O estudo de validação dos modelos de otimização mostrou que dos dez cenários otimizados em cada um dos quatro modelos de negócio, somente um cenário em três modelos de negócio não utilizou o recurso de bombeamento na busca por maximizar a geração de receita da UHR. Esse resultado revela que o bombeamento foi capaz de potencializar a receita do empreendimento em 37 cenários dos 40 analisados em quatro modelos de negócio distintos.

Os resultados com os quatro modelos de negócio indicaram que o modelo de negócio proposto com a prestação de serviços ancilares obteve os melhores resultados em relação aos demais modelos. Isso sugere que a prestação de serviços

ancilares pode ser uma estratégia eficaz para a introdução e operação de UHRs no SIN.

As descobertas desta pesquisa contribuem para o campo de estudo ao propor um modelo de otimização que funciona para o caso de UHR no SIN. O estudo é relevante porque traz uma ideia de quais tipos de serviços e modelos de negócios são melhores para UHRs no SIN em termos operacionais e econômicos.

No entanto, este estudo tem algumas limitações. Os modelos de otimização desenvolvidos utilizam simplificações do problema real, como as não linearidades intrínsecas do problema real. Além disso, os dados de entrada utilizados refletem uma abordagem mais simples, já que nas otimizações realizadas para o horizonte de planejamento, presume-se saber quais são os preços da energia e qual será a afluência dos reservatórios. Isso simplifica a análise de um problema estocástico.

Para pesquisas futuras, recomenda-se aperfeiçoar algumas dessas limitações do modelo de otimização. Isso poderia incluir o desenvolvimento de um modelo mais realista que não presuma conhecer os preços da energia e a afluência dos reservatórios. Além disso, trabalhar com séries sintéticas para avaliar um maior número de cenários pode ser interessante.

REFERÊNCIAS

- ANTAL, B. A. **Pumped Storage Hydropower: A Technical Review**. 2014. 84f. (Master of Science in the area of Hydrologic and Hydraulic Engineering) - Department of Civil Engineering, University of Colorado Denver, Denver (CO), 2005.
- ANUTA, O. H. et al. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.38, p. 489–508, jun. 2014.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Mercado. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa ANEEL Nº 954/2021**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html>
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Nota Técnica Nº. 251/2020-SGT/ANEEL**. 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20202828.pdf>
- ANA (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico). HIDROWEB. 2023. Disponível em: <https://www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas>
- BARBOSA, L. et al. Hydropower and Power-to-gas Storage Options: The Brazilian Energy System Case. **Energy Procedia**, Düsseldorf, v. 99, p. 89–107, mar. 2016.
- BARBOUR, E. et al. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 421–432, abr. 2016.
- BCB (Banco Central do Brasil). Calculadora do Cidadão. 2023. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>
- BETTEGA, R. Influência das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Desempenho do Sistema Interligado Brasileiro. 2020. 136 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba (PR), 2020.
- BORGHETTI et al. An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment With Head-Dependent Reservoir. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, p. 1115-1124, jul. 2008.
- BRANDÃO, R. et al. Análise da viabilidade de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional. **Agência CanalEnergia**, 22 fev. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53164052/analise-da-viabilidade-de-usinas-hidreletricasreversiveis-no-sistema-interligado-nacional>

CANALES, F. A.; BELUCO, B.; MENDES, C. A. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria**, v. 19, p. 1230-1249, 2015.

CELESTE, A. B; BILLIB, M. Evaluation of stochastic reservoir operation optimization models. **Advances in Water Resources**, v. 32, pp. 1429-1443, set. 2009.

CHANG et al. Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, p. 743-749, nov. 2021.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). PLD. 2024a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Contratos CCEE. 2024b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/mercado/contratos>

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Regras de Comercialização – Preço de Liquidação das Diferenças**. v. 2023.3.0. 2023a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_1.pdf

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Painel de Preços .2023b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/precos/painel-precos>

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia**. v. 2023.3.0. 2023c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_5.pdf

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Geração. 2023d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **InfoMercado - Contratos – dez. 19**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-contratos>

DIAS B. Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. 2010. 123 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (RJ), 2010.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**. [S.l.]. 2021a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Caderno de Preços da Geração 2021**. [S.l.]. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030**. [S.l.]. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. [S.l.]. 2019a. Nota Técnica EPE-DEE-NT-098-2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro**. [S.l.]. 2019b. Nota Técnica Nº. EPE-DEE-NT-006/2019-r0. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf

ERA5. 2024. Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form>

GALHARDO, C. R. Os desafios para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. **PCH Notícias & SHP News**, n. 55, p. 32, jan. 2012. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/292236144_Os_desafios_para_implantacao_de_usinas_hidreletricas_reversiveis_no_Brasil_PCH

GESEL, G. D. E. D. S. E.-. **A Viabilidade das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2021. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/31_livro_uhr_2021_12_16.pdf

GOMES, M. **OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DIÁRIA DE USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA UTILIZANDO METAHEURÍSTICAS**. 2018. 122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica.) – Setor de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (RJ), 2018.

IRENA. INNOVATIVE OPERATION OF PUMPED HYDROPOWER STORAGE: INNOVATION LANDSCAPE BRIEF. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf

KLEIN SOARES, F. **Análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil**. 2019. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (RJ), 2019.

MADERA, R. **MODELAGEM DA FUNÇÃO DE PRODUÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA COM BASE NAS CARACTERÍSTICAS INDIVIDUAIS DAS UNIDADES GERADORAS**. 2013. 130 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) - Setor de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis (SC), 2013.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. **The Journal of Finance**, v. 7, n. 1. p. 77-91, mar. 1952.

MANDIC et al. A general model of optimal energy storage operation in the market conditions. **Electric Power Systems Research**, v. 209, ago. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107957>

MARTINS PEIXOTO, G. et al. Análise da Participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Mecanismo de Realocação de Energia. In: Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 14., 2019, Ouro Preto (MG). p. 2976-2982.

MACEIRA et al. Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System. 14th PSCC, 24-28 jun. 2002, Sevilla. session 43, paper 1, p. 1.

MD Drive Services. Disponível em: [em: https://mb-drive-services.com/how-much-energy-is-stored-in-a-pumped-storage-power-plant/](https://mb-drive-services.com/how-much-energy-is-stored-in-a-pumped-storage-power-plant/)

NACIF *et al.* ANÁLISE DA REPONTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN UTILIZANDO UNIDADES GERADORAS REVERSÍVEIS. XXIII SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18-21 out. 2015, Foz do Iguaçu (PR).

NACIF L. N. **MODELAGEM ECONÔMICA PARA A TOMADA DE DECISÕES NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS**. 2013. 157 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba (PR), 2013.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O que é o SIN. 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Conexão ONS: Serviços Ancilares (Regulamentação). 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230206-conexaoons-servicos-ancilares.aspx>

PINHEIRO, V. **Contribuição aos Estudos Regulatórios para Inserção de Sistemas de Geração de Energia Elétrica Compostos por Fontes Hidráulicas Reversíveis, Solares e Eólicas no Brasil**. 2016. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Estadual de Campinas, Campinas (SP), 2016.

Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/347438967_Contribuicao_aos_Estudos_Regulatorios_para_Insercao_de_Sistemas_de_Geracao_de_Energia_Eletrica_Compos_tos_por_Fontes_Hidraulicas_Reversiveis_Solares_e_Eolicas_no_Brasil.

PARVEZ et al. Modeling and Solution Techniques Used for Hydro Generation Scheduling. **Water**.v. 11, jul. 2019.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. OPERATION PLANNING OF LARGE-SCALE HYDROELECTRICAL SYSTEMS. **Engineering, Environmental Science**, p. 239–243, jan. 1984.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, 1 abr. 2015.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Conditional value-at-risk for general loss distributions. **Journal of Banking & Finance**, v. 26, n. 7, p. 1443–1471, jul. 2002.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, p. 137–147, jan. 2016.

SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P.; JENKIN, T. **Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage**. **Economics of Energy & Environmental Policy**, v. 1, n. 2, p. 47-64, mar. 2012. Disponível em: https://www.jstor.org/stable/26189491?read-now=1#page_scan_tab_contents.

SILVA, E. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Florianópolis: Ed. do Autor, 2001. Disponível em: <https://permuta.bce.unb.br/produto/formacao-de-precos-em-mercados-de-energia-eletrica/>

SBRISIA SANTOS, L. **ANÁLISE DO POTENCIAL DE INSERÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SIN**. 2022. 227 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba (PR), 2022.

SOZZI, G. **Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro**. 2014. 86 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo (SP), 2014.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F.; TIAGO FILHO, G. L. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro**. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento. São Paulo (SP). 2014. Companhia Energética de São Paulo (CESP).