

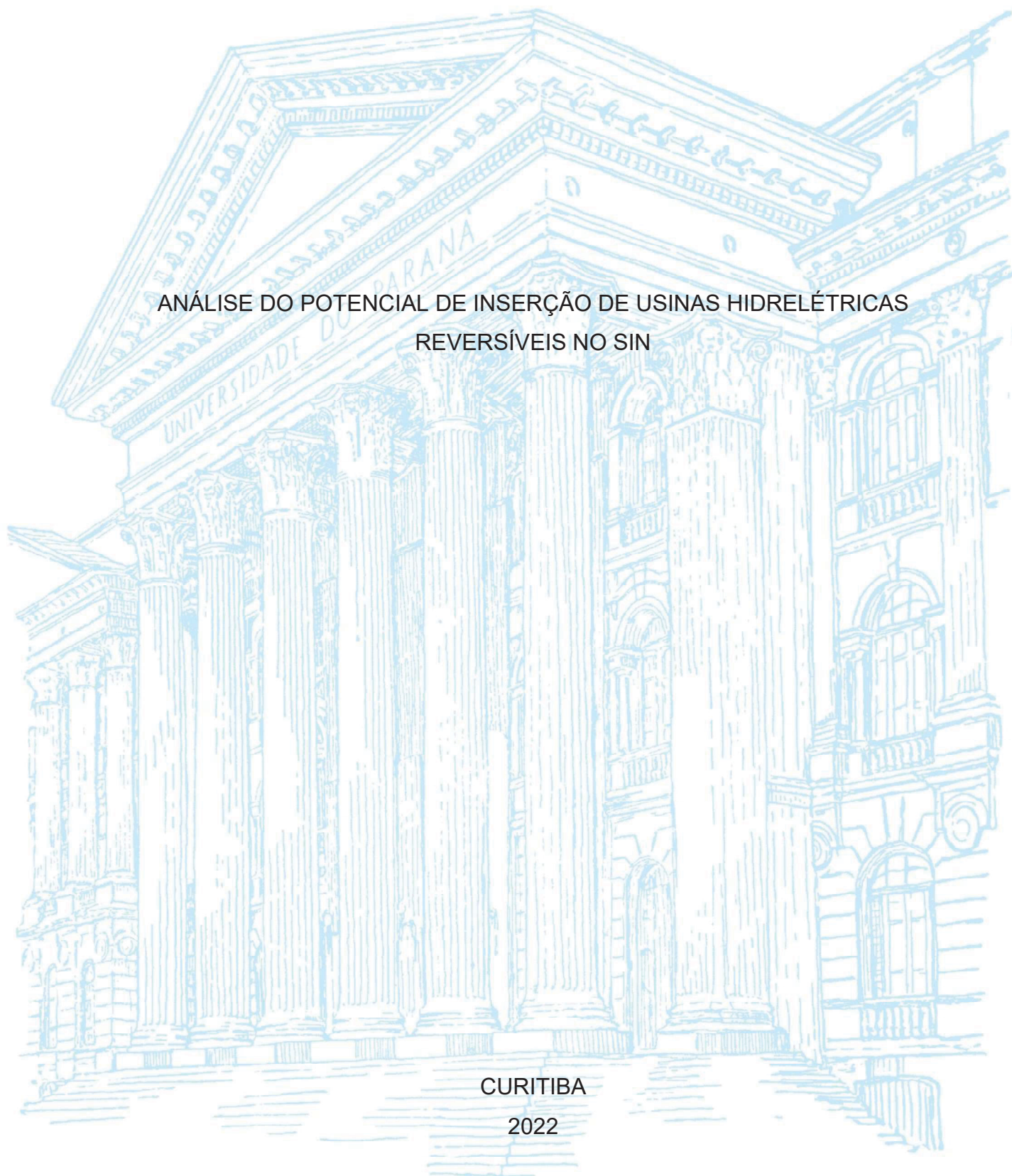
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LARISSA SBRISSIA SANTOS

ANÁLISE DO POTENCIAL DE INSERÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
REVERSÍVEIS NO SIN

CURITIBA

2022



LARISSA SBRISSIA SANTOS

ANÁLISE DO POTENCIAL DE INSERÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
REVERSÍVEIS NO SIN

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.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

Coorientador: Prof. Marcelo R. Bessa, Ph.D.

CURITIBA

2022

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

Santos, Larissa Sbrissia.

Análise do potencial de inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no SIN. / Larissa Sbrissia Santos. – Curitiba, 2022.

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: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel.

Coorientador: Prof. Dr. Marcelo R. Bessa.

1. Engenharia. 2. Recursos hídricos. 3. Energia hidroelétrica. 4. Energia elétrica. I. Detzel, Daniel Henrique Marco. II. Bessa, Marcelo R. III. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. VI. Título.

Bibliotecário: Nilson Carlos Vieira Júnior CRB-9/1797

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 **LARISSA SBRISIA SANTOS** intitulada: **Análise do Potencial de Inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no SIN**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestra 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, 29 de Agosto de 2022.

Assinatura Eletrônica

06/09/2022 09:48:41.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

22/09/2022 10:39:48.0

RENÊ BETTEGA

Avaliador Externo (55001149)

Assinatura Eletrônica

08/09/2022 10:40:57.0

MAURICIO PEREIRA CANTÃO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

06/09/2022 18:50:27.0

LUIZ FERNANDO LEONE VIANNA

Avaliador Externo (GRUPO DELTA ENERGIA)

Assinatura Eletrônica

09/09/2022 10:16:17.0

JÚLIO GOMES

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo simples fato de existir, pensar, ter condições para realizar esse trabalho e por colocar pessoas incríveis no meu caminho que me permitiram passar por esse processo.

Agradeço a minha família, meu pai, minha mãe e meu irmão, primeiramente pelo apoio incondicional e afeto, e por me dar condições e estrutura para que eu tenha a possibilidade de escolher qual caminho da vida profissional vou seguir (privilegio esse que poucos têm).

Agradeço aos professores que fizeram parte dessa trajetória, sem os quais eu não teria tido a motivação necessária para me graduar primeiramente. Dentre os quais vou destacar meu professor orientador Daniel Detzel, sem o qual esse trabalho não teria acontecido. E por ser sempre mais que um orientador, mas sim uma inspiração profissional e pessoal, e por toda motivação e esforço para convencer que seus orientandos são capazes, mesmo quando nos mesmos não acreditamos nisso. Agradeço ao meu professor coorientador Marcelo R. Bessa pela inspiração, pelas contribuições, conselhos e conversas e por ter acompanhado e dado apoio à minha trajetória acadêmica desde a graduação. Agradeço também ao professor Cristóvão pelo incentivo durante toda minha trajetória na graduação de engenharia civil e pela motivação para eu iniciar o mestrado.

Agradeço as minhas amigas do LABHEE e agregadas do LABHEE, Sâmia, Raquel, Jéssica e Larissa, pela convivência diária, pela conexão instantânea e por me ajudarem em tantos outros aspectos da minha vida que eu nem tinha consciência que eu precisava. Vocês abriram a porta de processos tão necessários para mim que se eu não tivesse encontrados vocês, talvez eu nunca passaria. Agradeço também a todos os momentos de risadas e descontração que vocês e o Victor, outro integrante do LABHEE, me proporcionaram.

Agradeço as minhas amigas da vida Fernanda, Giovana, Marina, Theodora, Paula, Milena e Mayara pelo incentivo, por estarem sempre ao meu lado, por serem meu porto seguro, por serem o lugar que eu sempre sei que posso retornar. Agradeço ao Rafael pela motivação diária, por não deixar eu esquecer que eu sou capaz, por se fazer presente nos momentos difíceis e por me ouvir. Obrigada por tanto. Sem seu apoio, todo esse período teria sido muito mais difícil.

“Vi a primavera florescer entre os canhões e não recuar...”

Don L - Roteiro para Aïnouz Vol. II

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta uma configuração peculiar quando comparada a qualquer outro sistema elétrico do mundo: conta com energias renovável e térmica na sua matriz mas tem a maior parte dela composta por energia hidráulica, com significativa capacidade de armazenamento proveniente de grandes reservatórios de regularização de Usinas Hidrelétricas (UHEs) distribuídos pelo território nacional e uma extensa rede de transmissão que interconecta os quatro subsistemas de energia do país. A capacidade de regulação das UHEs exerce um papel importantíssimo na operação do SIN, fornecendo segurança energética, flexibilidade operativa e permitindo que o operador do sistema tome decisões para otimizar o custo da operação, já que o custo marginal da energia de fonte hidrelétrica é zero. Entretanto, a capacidade relativa de regularização do sistema se estagnou enquanto a potência instalada do sistema continuou aumentando, especialmente com a crescente inserção de Fontes Renováveis Variáveis no sistema. A estagnação da capacidade relativa de regularização, aliada ao fato de que os locais com os melhores aproveitamentos hidrelétricos com capacidade de regularização já foram utilizados, tornam o emprego de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) uma possível alternativa. Com base nos dados de estudos de inventários de UHRs no Brasil, se escolheu uma UHR que opera conjuntamente com 5 UHEs na Bacia do Rio Doce. Em seguida, se simulou o comportamento da operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN em escala mensal por um horizonte 5 anos por meio de um modelo de otimização que minimiza o custo operacional do sistema. Este é composto pelo custo de déficit e pelo custo da geração térmica. A análise é feita para diferentes cenários – operação com UHR sazonal e operação sem UHR sazonal e participação ou não de geração térmica inflexível. Os resultados mostram que a implementação da UHR no sistema diminui o custo da operação, onde a UHR reduz a variabilidade da geração térmica. Ressalta-se que sem modificar o montante total de energia térmica gerado no período de análise. Isso porque diminui os picos de geração térmica, fazendo com que o sistema não acione as usinas térmicas com custo de operação mais elevados.

Palavras-chave: Custo da Operação. Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Despacho Térmico.

ABSTRACT

Brazilian's electrical system has a peculiar configuration when compared to any other electrical system in the world: most of its matrix is composed of hydraulic energy, with a large energy storage capacity and an extensive transmission network that interconnects the country's four energy subsystems. The hydropower plants storage capacity plays a very important role in the system operation, providing operational flexibility and allowing the system operator to make decisions to optimize the cost of operation, since the marginal cost of hydroelectric energy is zero. However, the constant decrease in Brazil's energy storage capacity, caused its electrical system to face supply crises and raise the nominal cost of energy. In this context, there is a growing need to investigate solutions for the energy security problem. Among the possible solutions, the insertion of energy storage devices in the system, such as Pumped Storage Plants, is promising. This work aims to analyze the behavior of the operation of the Southeast/Midwest- subsystem under different scenarios – with and without a pumped storage plant; and with or without the participation of inflexible thermal generation – in an optimization model that aims to minimize the operational cost. The results show that the implementation of the pumped storage unit in the system reduced the cost of the operation, since the pumped storage operation was able to reduce the variation of the thermal generation, even without modifying the total amount of thermal energy generated in the period of analysis. Therefore, by reducing the peaks of thermal generation, the system does not need to activate thermal plants with higher operating costs.

Keywords: Cost of Energy, Pumped Storage Plants, Dispatchable Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	23
Figura 2 - Malha de Transmissão do SIN.	25
Figura 3 - Geração de Sistemas Interconectados	27
Figura 4 – Climograma de Curitiba e de Aracaju.....	27
Figura 5 - Centrais Elétricas (1970 - 2020).....	29
Figura 6 - Matriz Elétrica Brasileira	30
Figura 7 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030	31
Figura 8 - Evolução da Capacidade Instalada do SIN.....	32
Figura 9 - Proporção entre a capacidade de armazenamento e a potência instalada ao longo do tempo	32
Figura 10 – CVUs por Fonte de Energia Térmica.....	35
Figura 11 – Distribuição das Inflexibilidades por Fonte	36
Figura 12 - Capacidade Instalada de UHRs no Mundo (2019).....	37
Figura 13 - Componentes de uma UHR	38
Figura 14 - Arranjo ciclo fechado	39
Figura 15 - Arranjo pump-back	40
Figura 16 - Arranjo ciclo aberto.....	40
Figura 17 - Implantação de UHRs ao longo do tempo no mundo	44
Figura 18 - Sistema Multipropósito de Funchal, Câmara de Lobos e Santa Quitária, em Portugal	50
Figura 19 - Esquema híbrido UHR e geração eólica	51
Figura 20 - UHR Frade II.....	52
Figura 21 - UHR Goldisthal	53
Figura 22 - Localização dos Aproveitamentos de UHRs inventariados	55
Figura 23 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo diário/semanal	58
Figura 24 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo mensal/sazonal.....	60
Figura 25 – Custo Pela Potência Disponível Acumulada nas usinas térmicas tipo I do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN de Maio de 2017	62
Figura 26 – Fluxograma das comparações de resultado esperadas	63
Figura 27 – Média mensal de vazões afluentes de UHEs do Sudeste (2000 até 2022)	66

Figura 28 – UHRs Sazonais Inventariadas na Bacia do Rio Doce.....	71
Figura 29 – Localização da UHR e da cascata do rio Santo Antonio/Rio Doce.....	72
Figura 30 – Unidades de conservação na região da UHR	73
Figura 31 – Esquema da Cascata do Rio Doce com a UHR.....	74
Figura 32 – Arranjo UHE Salto Grande.....	75
Figura 33 – Vertimentos Reservatório Santo Antônio	76
Figura 34 – Região da UHR.....	77
Figura 35 – Principais elementos do Modelo.....	82
Figura 36 – Influência da UHR na Bacia do Rio Doce.....	89
Figura 37 – Vazões Modo Bomba x Modo Turbina – Cascata Santo Antônio	92
Figura 38 – Dados de Entrada - Geração e Intercâmbio.....	99
Figura 39 – Dados de Entrada - Carga	99
Figura 40 – Dados de Entrada – ENA	100
Figura 41 – Limite Geração Térmica Despachável Cenários 1 e 3.....	101
Figura 42 – Limite Geração Térmica Despachável Cenários 2 e 4.....	101
Figura 43 – Limite Geração Hídrica por Potência Instalada	102
Figura 44 - Custo pela potência acumulada Cenários 1 e 3.....	106
Figura 45 – Custo pela potência acumulada Cenários 2 e 4.....	106
Figura 46 - Custo da Operação Térmica Cenário 1.....	109
Figura 47 – Custo da Operação Térmica – Cenário 2.....	110
Figura 48 – Comparação da Geração Hídrica Tipo I – Cenário 1 x Cenário 2 x Dados Operativos.....	111
Figura 49 – Comparação da EAR – Cenário 1 x Cenário 2 x Dados Operativos.....	112
Figura 50– Comparação da Geração Térmica	113
Figura 51 – Comparação do Custo da Operação Térmica.....	114
Figura 52 – Resultados de Geração – Cenário 3 UHR meio cheia.....	115
Figura 53 – Resultados Energéticos UHR – Cenário 3 UHR meio cheia.....	116
Figura 54 - Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 3 UHR meio cheia.....	117
Figura 55 - Resultado de Geração – Cenário 3 UHR vazia.....	118
Figura 56 - Resultados Energéticos UHR – Cenário 3 UHR vazia.....	119
Figura 57 - Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 3 UHR vazia.....	121
Figura 58 – Variação da Energia Armazenada do Subsistema Cenário 3.....	122

Figura 59 – Variação da Energia Armazenada da UHR Cenário 3	123
Figura 60 Custo da Operação Referente à Energia Térmica Despachável	124
Figura 61 – Custo da Operação Referente à Energia Térmica Total	125
Figura 62 – Resultado de Geração – Cenário 4 UHR meio cheia.....	126
Figura 63 – Resultados Energéticos UHR – Cenário 4 UHR meio cheia.....	127
Figura 64 – Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 4	128
Figura 65 – Resultados de Geração – Cenário 4 UHR vazia	129
Figura 66- Resultados Energéticos UHR – Cenário 4 UHR vazia.....	130
Figura 67 – Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 4 UHR vazia.....	131
Figura 68 – Variação da Energia Armazenada do Subistema Cenário 4.....	132
Figura 69 – Variação da Energia Armazenada da UHR Cenário 4	133
Figura 70 – Custo da Operação Referente à Energia Térmica Cenário 4	134
Figura 71 – Geração Hídrica Cenário 1 x Cenário 3	136
Figura 72 – Geração Hídrica Cenário 2 x Cenário 4	137
Figura 73 – Geração Térmica Despachável Cenário 1 x Cenário 3.....	138
Figura 74 – Geração Térmica Cenário 2 x Cenário 4.....	139
Figura 75 – Variação da Energia Armazenada do Subistema Cenário 1 x Cenário 3	140
Figura 76 – Variação da Energia Armazenada no Subistema Cenário 2 x Cenário 4	141
Figura 77 – Comparação da Geração UHE Salto Grande (102 MW)	142
Figura 78 – Comparação da Geração UHE Salto Grande (102 MW)	142
Figura 79 – Comparação da Geração UHE Porto Estrela (112 MW).....	143
Figura 80 – Comparação da Geração UHE Porto Estrela (112 MW).....	143
Figura 81 – Comparação da Geração UHE Baguari (140 MW)	144
Figura 82 - Comparação da Geração UHE Baguari (140 MW)	144
Figura 83 - Comparação da Geração UHE Aimorés (330 MW)	145
Figura 84 - Comparação da Geração UHE Aimorés (330 MW)	145
Figura 85 - Comparação da Geração UHE Mascarenhas (198 MW).....	146
Figura 86 – Comparação da Geração UHE Mascarenhas (198 MW).....	146
Figura 87 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Despachável Cenário 1 x Cenário 3	147

Figura 88 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Total Cenário 1 x Cenário
3148

Figura 89 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Cenário 2 x Cenário 4 .149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Benefícios e barreiras dos diferentes arranjos de uma UHR.....	41
Tabela 2 - Operação dos diferentes tipos de UHR.....	48
Tabela 3 - Resultado geral dos 15 aproveitamentos	56
Tabela 4 - Dados individuais dos 15 aproveitamentos	56
Tabela 5 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo diário/semanal.....	59
Tabela 6 – Exemplo Dados Operativos	67
Tabela 7 – Exemplo Dados do Balanço Hídrico	68
Tabela 8 – Coeficiente de Produtibilidade das UHEs da Cascata Santo Antônio.....	79
Tabela 9 – Exemplo das vazões na Cascata Santo Antônio.....	90
Tabela 10 – Coeficientes de Produtibilidade das UHE.....	91
Tabela 11 – Coeficientes de Produtibilidade ou Consumo da UHR e Cascata	93
Tabela 12 – Potência das UHEs da Cascata Santo Antônio.....	102
Tabela 13 - Capacidade e Custo das UTEs disponível ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN (Fevereiro/2022).....	104
Tabela 14 – Custo da Operação Térmica Cenários 1 e 2	108
Tabela 15 – Comparação dos montantes de consumo, geração e EAR no Cenário 3	120
Tabela 16 – Comparação dos montantes de consumo, geração e EAR no Cenário 4	130
Tabela 17 – Custo da Operação Térmica Cenários 3 e 4	135

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CBEE	- Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	- Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG	- Centrais Elétricas de Minas Gerais
CHERP	- Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo
Chevap	- Companhia Hidrelétrica do Vale da Paraíba
CMO	- Custo Marginal da Operação
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	- Conselho Nacional de Política de Energia
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
EAR	- Energia Armazenada
ENA	- Energia Natural Afluente
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FRV	- Fonte Renovável Variável
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MME	- Ministério de Minas e Energia
MW	- Mega Watt
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PCT	- Pequena Central Termelétrica
PDE	- Plano Decenal de Expansão de Energia
PPT	- Programa Prioritário de Termelétricidade
PROCEL	- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
REVISE	- Revisão Institucional do Setor Elétrico
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	- Sistema Interligado Nacional
UHE	- Usina Hidrelétrica
UHR	- Usina Hidrelétrica Reversível
UTE	- Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVOS GERAIS.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2 REVISÃO DE LITERATURA	20
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.1.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.....	22
2.1.3 O Sistema Interligado Nacional	24
2.1.4 Integração das UHES no SIN	26
2.1.5 Histórico da Matriz Elétrica Brasileira	28
2.1.6 O Futuro da Matriz Elétrica Brasileira	30
2.2 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO DO SIN	33
2.2.1 O papel da Energia Armazenável no Planejamento do SIN.....	34
2.2.2 Geração térmica na operação do SIN	35
2.3 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS	36
2.3.1 Aspectos Técnicos	38
2.3.2 Histórico das UHRs no Mundo.....	43
2.3.3 Serviços oferecidos por UHRs	44
2.3.3.1 UHRs e transição energética	46
2.3.4 Principais Modelos Econômicos	47
2.3.5 Usos das UHRs.....	48
2.4 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SIN – ESTUDOS DE INVENTÁRIO.....	53
3 MÉTODO	62
3.1 CONCEPÇÃO DO PROBLEMA.....	62
3.2 DADOS OPERATIVOS E UNIDADES DOS DADOS	65
3.2.1 Unidades dos dados	65
3.2.2 Vazões Afluentes das principais usinas.....	65
3.2.3 Resultados Operativos e Balanço Energético	66
3.2.4 Balanço Hídrico e Cálculo de perda de ENA.....	67
3.3 ESCOLHA DA UHR	70

3.3.1 Dados físicos da UHR escolhida	77
3.3.2 Cálculo da capacidade de armazenamento da UHR.....	78
3.3.3 Cálculo do coeficiente de produtividade e de consumo da UHR.....	80
3.4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO	81
3.4.1 EQUAÇÕES E RESTRIÇÕES - CENÁRIOS SEM UHR (1 e 2)	83
3.4.1.1 Problema de Otimização	85
3.4.2 EQUAÇÕES E RESTRIÇÕES - CENÁRIO COM UHR (3 e 4)	86
3.4.3 Problema de Otimização	95
3.5 DADOS DE ENTRADA	97
3.6 DADOS DE SAÍDA.....	103
3.7 CURVAS DE CUSTOS POTÊNCIA ACUMULADA DA GERAÇÃO TÉRMICA .	103
4 RESULTADOS.....	108
4.1 RESULTADOS DO CUSTO DA OPERAÇÃO DOS CENÁRIOS 1 E 2.....	108
4.2 COMPARAÇÃO CENÁRIOS 1 E 2 E DADOS OPERATIVOS.....	110
4.3 CENÁRIO 3 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM UHR COM CONTRATOS INFLEXÍVEIS.....	114
4.4 CENÁRIO 4 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM UHR	125
4.5 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM UHR E SEM UHR	135
5 CONCLUSÕES	150
6 REFERÊNCIAS.....	153
7 APÊNDICE	157
7.1 DADOS OPERATIVOS	157
7.2 VAZÕES DA CASCATA SANTO ANTÔNIO.....	158
7.3 VERTIMENTOS DAS USINAS DA CASCATA SANTO ANTÔNIO	161
7.4 CURVAS DE CUSTO X POTÊNCIA DISPONÍVEL ACUMULADA DA ENERGIA TÉRMICA	166

1 INTRODUÇÃO

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) são uma tecnologia consolidada de armazenamento de energia utilizada por diversos países desde a primeira metade do século passado. São sistemas usualmente compostos por um reservatório superior, um reservatório inferior e uma ou mais unidades de turbina-bomba reversível que, em seu modo operativo tradicional, armazenam energia potencial gravitacional bombeando água do reservatório inferior para o superior em períodos de baixa demanda energética. Em momentos de maior demanda energética a água armazenada é utilizada para gerar energia para atender ao sistema.

Inicialmente, entre os anos 1940 e 1990, as UHRs foram implantadas em países com a matriz elétrica majoritariamente térmica, como França, Alemanha, Itália, Japão, Estados Unidos e Espanha. Verifica-se que 80% da capacidade instalada de UHRs na Europa foi comissionada entre os anos 1960 e 1990 (BARBOUR *et al.*, 2016). Nessa configuração, as usinas termelétricas apresentam um nível constante de geração ao longo do tempo para suprir a demanda de base e as UHRs armazenam a geração térmica durante períodos de baixa demanda de energia, como de madrugada, para em seguida despachar a geração térmica excedente na rede nos períodos de maior demanda.

A partir dos anos 2000, a inserção crescente de fontes de energia renováveis nas matrizes elétricas dos países, como fontes eólica, solar e hidrelétrica a fio de água, impulsionou a implementação de novos projetos de UHRs ao redor do globo. Essas fontes renováveis não apresentam geração de energia controlável, pois dependem de fatores meteorológicos para a geração, portanto, podem ser chamadas de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs). Apesar da inserção das FRVs nas matrizes elétricas ser desejável, pois tornam a matriz mais sustentável no ponto de vista ambiental, além de diminuir o custo marginal da operação do sistema, elas trazem insegurança energética a ele, pois não têm a geração controlável. Dessa forma, as UHRs podem ser uma forma de minimizar essa insegurança energética, armazenando a energia em excesso gerada pelas fontes renováveis em períodos de baixa demanda para despachando posteriormente em períodos de alta demanda. Em outras palavras, as UHRs trazem flexibilidade operativa aos sistemas elétricos deslocando a demanda de energia ao longo do tempo.

O Brasil é um país que também está trabalhando para que sua matriz elétrica aumente cada vez mais a participação de fontes de energia renovável, com a inserção de fontes eólica, solar e usinas hidrelétricas a fio d'água. Entretanto, diferentemente da maioria dos países desenvolvidos, o Brasil não tem experiência com a tecnologia de UHRs. Isso se dá principalmente porque UHRs foram implementadas originalmente em países que têm como base da matriz elétrica fontes térmicas e o Brasil, especialmente pela abundância de recursos hídricos disponíveis, sempre teve na base de sua matriz elétrica, a geração hídrica.

O segundo fator é que o Brasil já tem uma grande capacidade de armazenamento de energia disponibilizada pelos reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas convencionais, que segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), somam uma capacidade de aproximadamente 291.212 MWmês (ONS, 2022). Esses reservatórios representam um importante recurso estratégico para a operação do sistema elétrico brasileiro. Isso porque, além de serem distribuídos em diferentes bacias hidrográficas, que apresentam regimes hidrológicos complementares, ainda existe no país o Sistema Interligado Nacional (SIN) que possui uma rede de transmissão elétrica capaz de aproveitar a complementaridade entre os regimes hidrológicos das diferentes regiões.

Na última década tem-se observado a crescente inserção das FRVs na matriz elétrica brasileira. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (EPE, 2020), projeta-se que a participação das FRVs vai aumentar de 23% em 2020 para 28% em 2030. Por outro lado, a capacidade de armazenamento de energia do país – proveniente dos reservatórios de regularização sazonal e plurianual de energia das Usinas Hidrelétricas (UHEs) – permanecerá quase inalterada, pois observa-se a perda de espaço de novos projetos de UHEs com reservatórios de regularização ocasionada por diversos aspectos, como restrições impostas pelas leis ambientais, a pressão da sociedade e pelo fato de que, os locais que apresentam melhores condições hidrológicas e geomorfológicas para se construir UHEs com reservatórios de regularização já foram utilizados.

Essa redução da capacidade de armazenamento de energia impacta no modo de operação do sistema. Como o sistema hidrotérmico é operado de forma que as usinas térmicas são acionadas para complementar a demanda quando necessário, a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios faz com que o operador tenha que acioná-las cada vez mais frequentemente, aumentando o custo da

operação do sistema. Isso causa um grande impacto econômico-social já que a eletricidade é necessária para praticamente todas as atividades básicas e econômicas da sociedade. Nesse cenário, as UHRs surgem como alternativa, pois observa-se a perda de espaço de novos projetos de UHEs com reservatórios de regularização já que os locais que apresentam melhores condições hidrológicas, geomorfológicas e proximidade com os centros de gravidade de consumo para construir uma UHE com reservatório de regularização já foram utilizados. Já as UHRs não necessariamente precisam ter seu reservatório superior conectado a um corpo hídrico que sofra bruscas variações de nível. Como elas podem bombear a água do rio para uma altura maior, sua localização se faz mais flexível, pois podem ser instaladas em diversos arranjos. Por exemplo utilizando como reservatório inferior um reservatório já existente, o próprio corpo hídrico, ou ainda o mar.

Assim, este trabalho visa analisar o impacto que as UHRs podem ter na operação do sistema caso fossem implementadas no SIN e se existe o potencial de redução do custo de operação nos subsistemas onde estariam integradas. Na primeira etapa do trabalho, é feita uma análise do comportamento mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN utilizando um modelo de otimização não linear que define a operação ótima da geração térmica e hídrica para minimizar o custo da operação no horizonte de cinco anos. Os resultados dessa simulação são comparados com os resultados operativos para atestar a coerência do modelo. Na segunda etapa do trabalho, analisa-se o comportamento do mesmo subsistema com a presença de uma UHR.

O ONS utiliza três modelos distintos, em forma hierárquica, para operar o SIN: o NEWAVE para o médio prazo, o DECOMP para o curto prazo e o DESSEM na programação diária. Como a análise do modelo é feita na escala de tempo mensal, utilizam-se os dados mensais do custo da operação de usinas térmicas provenientes do *deck* de dados do NEWAVE, que são disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e os resultados operativos disponibilizados pelo ONS. O modelo também considera a variação da capacidade de armazenamento do reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Neste trabalho considera-se o custo da operação como a soma do custo das usinas termelétricas e dos custos de eventuais déficits.

1.1 OBJETIVOS GERAIS

Investigar o impacto energético nos custos de operação que a inserção de uma UHR operando em regime sazonal pode resultar ao ser colocada à disposição do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desenvolver um modelo que simule a operação mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
- Selecionar o local de implantação de uma UHR no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
- Comparar o balanço de energia e o custo de operação de diferentes cenários aplicados ao estudo de caso selecionado.
- Analisar o comportamento operacional da UHR.
- Analisar a geração das UHEs que são influenciadas pela operação da UHR.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A história do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) pode ser dividida em seis grandes períodos:

- 1º período – Implementação do Setor Elétrico Brasileiro (1879 – 1933)
- 2º período – Consolidação e Regulamentação (1934 – 1961)
- 3º período – Expansão e Estatização (1962 – 1979)
- 4º período – Estagnação (1980 – 1990)
- 5º período – Privatização (1990 – 2003)
- 6º período – Reestruturação (2003 – dias atuais)

O primeiro período aconteceu entre os anos de 1879 e 1933 com introdução dos primeiros usos de eletricidade no Brasil, ainda na transição entre o Império e a República. O marco inicial do SEB foi a construção da UHE Marmelos em Minas Gerais, com potência instalada de 375 kW. Em 1891 foi instituído o regime de concessão para a exploração dos serviços de energia elétrica com a constituição do mesmo ano. Com regime de concessão abriu-se a possibilidade da exploração do setor pelo capital estrangeiro e em 1930 o setor elétrico do Brasil já estava dominado por dois grupos estrangeiros: o grupo Light, de origem canadense e a *American and Foreign Power Company* (Amforp). Nesse período, a matriz elétrica era composta por 36,3% de fonte hídrica e 63,7% de fonte térmica, cenário que foi se invertendo posteriormente ao longo dos anos. A partir de 1900 surgiram grupos nacionais de geração e distribuição de energia como a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) (ALMEIDA, 2008).

O segundo período inicia-se com a promulgação do Código das Águas, que regularizava o setor elétrico e reforçava a atuação do Estado. Esse período foi marcado pela nacionalização e crescimento da industrialização nacional, maior intervenção do Estado na economia (principalmente durante o Estado Novo) e criação de grandes empresas estatais inclusive no setor elétrico, como o caso da Companhia

Hidro Elétrica do São Francisco, criada em 1945. Após a queda do Estado Novo houve o surgimento de duas linhas de pensamento em relação à intervenção do Estado no setor elétrico: os nacionalistas, que defendiam a intervenção do Estado e os privatistas, que criticavam o Código das Águas e defendiam o capital privado nacional e estrangeiro. A corrente nacionalista ganhou força a partir do início do segundo governo de Getúlio Vargas (1951-1954) e nesse contexto surgiram as concessionárias públicas estaduais como a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), as Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) e a Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo (CHERP) (Almeida, 2008). Esse período também foi marcado pela fundação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), que fornecia empréstimos para empresas realizarem investimentos no setor elétrico; e pela criação do Ministério de Minas e Energia (SANTOS, 2015).

O terceiro período foi marcado pela ditadura militar, no qual o governo tomou medidas econômicas para acelerar o crescimento econômico do país (período popularmente conhecido como “milagre brasileiro”). Foram então realizadas grandes obras de infraestrutura e a expansão e estatização do setor elétrico se intensificaram. A Eletrobrás foi fundada em 1962 como holding que controlava as companhias de Furnas, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, Companhia Hidrelétrica do Vale da Paraíba (Chevap) e a Termelétrica de Charqueadas. A criação da Eletrobrás tinha como intuito planejar a expansão do SEB, construindo e operando usinas e linhas de transmissão. Nesse período o Governo Federal adquiriu as empresas de capital estrangeiro Amforp e Light, reforçando a estatização do setor elétrico (ALMEIDA, 2008). Entretanto, a partir dos anos 80 a expansão do SEB foi diminuindo devido aos cortes de investimento público que houve na época.

O quarto período se inicia no começo dos anos 80 em meio a um processo de recessão econômica. O período foi marcado por uma redução do investimento do Estado no setor elétrico, o que, junto a outros fatores, incentivou o início de um processo de privatização do setor (ALMEIDA, 2008). Nesse período, foram inauguradas as usinas hidrelétricas de Itaipu e Tucuruí, além do início da operação da primeira usina nuclear brasileira: Angra I. Em 1988 foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), que precederam a reestruturação do setor, que ocorreu nos anos 90. Nos anos 90 se iniciou o 5º período. Durante o governo de Fernando Henrique Cardoso foi criado no ano de 1990 o Programa Nacional de Desestatização, tendo como um dos

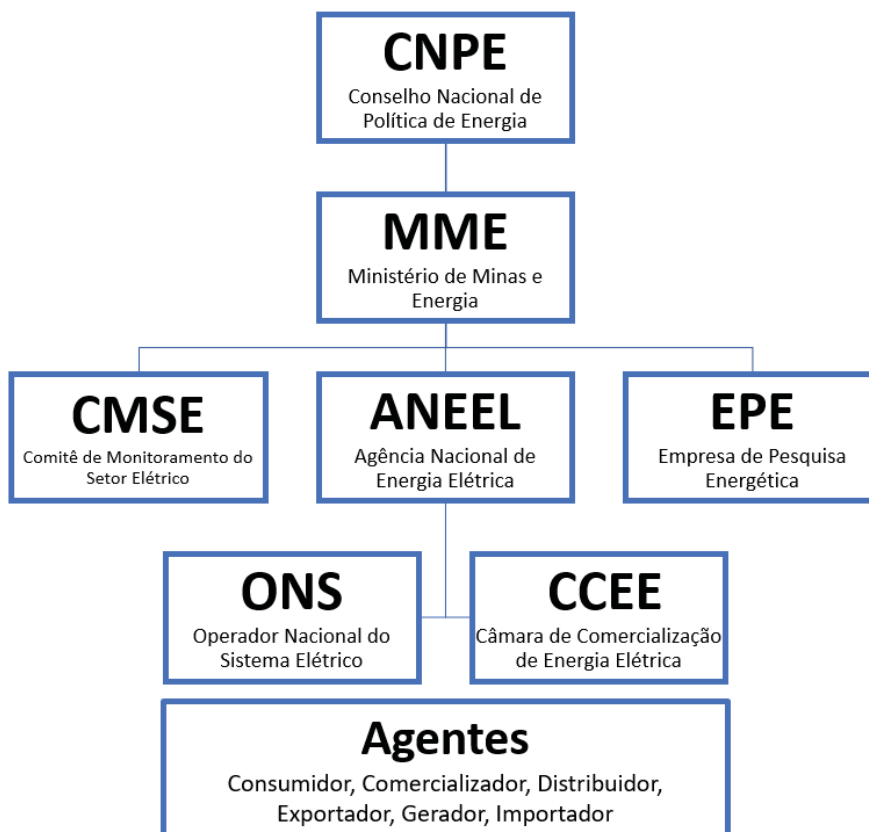
objetivos acabar com os monopólios públicos de infraestrutura. Dessa forma, o Estado gradativamente deixava de ser o agente executor de serviços elétricos e passava a ter a função de regulador. Foram fundados nesse período para agir como órgãos reguladores ligados ao governo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1997, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 1997 e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 1998.

Durante os anos 90, o processo de privatização somado com as estratégias políticas do período anterior que faziam com que as empresas do setor elétrico absorvessem os prejuízos para não aumentar o custo da energia para o consumidor, resultaram na falta de investimento adequado no SEB. Com isso, frente ao cenário hidrológico desfavorável que aconteceu em 2001, o setor elétrico teve que adotar políticas de racionamento de energia, além do Programa Prioritário de Termelétricidade, que adicionou ao sistema elétrico 1527 MW de potência instalada proveniente de centrais térmicas. Inicia-se então o período de reestruturação. Como solução para esse período de crise, foi criado em 2004 o Novo Modelo do Setor Elétrico, através da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da regulamentação da comercialização de energia elétrica (SANTOS, 2015).

2.1.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

A partir de 2004, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pela Lei N° 10.847 e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) pela Lei N° 10.848, o SEB apresenta estrutura institucional conforme Figura 1

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Adaptado de CCEE (2022).

O ano de fundação e a descrição da função de cada um dos órgãos participantes do SEB estão descritos na sequência:

- O Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE), criado em 1997 pela Lei N° 9.478, é o órgão de assessoramento ao Presidente da República para o desenvolvimento de diretrizes de energia e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Esse órgão é responsável por garantir o atendimento a demanda de energia de todo território nacional, rever periodicamente a composição da matriz elétrica do Brasil e propor medidas que assegurem o atendimento à demanda de energia (Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022).
- O Ministério de Minas e Energia (MME), criado em 1960 pela lei N° 3.782, tem como atribuições a elaboração e execução das Políticas Públicas relacionadas a gestão dos recursos energéticos e minerais (Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022).
- O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também presidido pelo Ministro de Minas e Energia, foi criado em 2004 por meio da Lei° 10.848. O

comitê tem a função de acompanhar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético nacional (Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022).

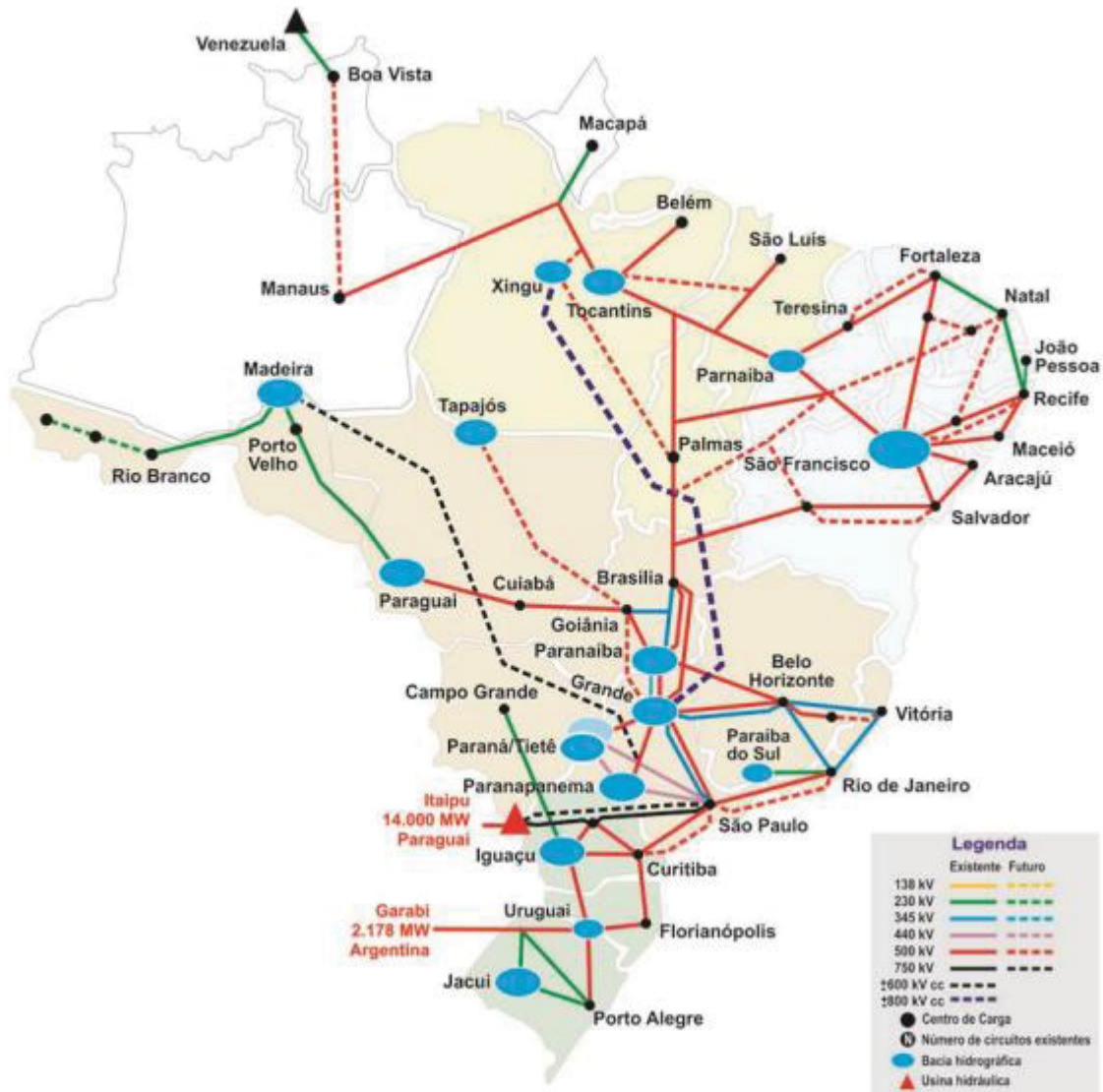
- A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pela Lei N° 10.847 de 2004, tem como atribuições a prestação de serviços ao MME por meio de estudos e pesquisas destinadas ao planejamento e expansão do setor energético, contribuindo para o desenvolvimento da infraestrutura energética do país (EPE, 2022).
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei N° 9.427 de 1996, é uma autarquia em regime especial vinculada ao MME que tem as atribuições de regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; fiscalizar os serviços de energia elétrica; estabelecer tarifas; mediar divergências administrativas entre os agentes e consumidores do SEB e emitir outorgas e concessões para empreendimentos e serviços de energia elétrica (Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022).
- O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado em 1998 pela Lei N° 9.648, consiste numa pessoa jurídica de direito privado na forma de associação civil sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (ONS, 2022).
- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é um órgão criado em 2004 pela Lei N° 10.848 para substituir o Mercado Atacadista de Energia (MAE). A CCEE é uma organização instituída como pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, sob regulação da ANEEL. As principais funções da CCEE são a realização de leilões de venda de energia elétrica, o controle das operações de compra e venda de energia e o monitoramento do mercado de energia. Os participantes da CCEE são empresas que se enquadram como agentes de geração, agentes de comercialização ou agentes de distribuição (CCEE, 2022).

2.1.3 O Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-

Oeste, Nordeste e Norte. Os subsistemas são interconectados por uma malha de transmissão que pode ser observada na Figura 2.

Figura 2 - Malha de Transmissão do SIN



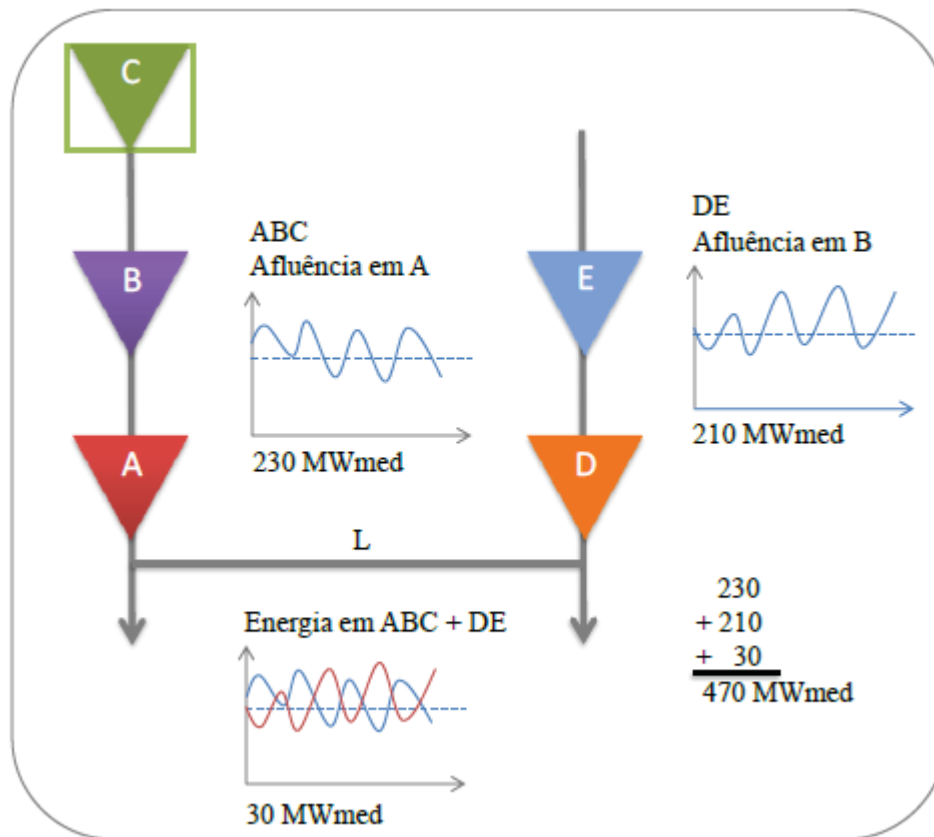
Fonte: ONS (2022).

O SIN tem a maior parte de sua capacidade de geração composta por usinas hidrelétricas distribuídas em 64 bacias hidrográficas que compõem o país. As usinas termelétricas que integram o SIN são flexíveis – com exceção das usinas nucleares Angra I e Angra II – e tem importante papel na segurança energética do sistema, permitindo a gestão do armazenamento de água nos reservatórios das UHEs para atendimento da demanda de energia futura (ONS, 2022).

2.1.4 Integração das UHEs no SIN

Grande parte das UHEs conectadas ao SIN possuem reservatório de acumulação, que têm como intuito regularizar a vazão afluyente e maximizar a geração de energia das usinas hidrelétricas. Quando se tem várias UHEs ao longo de um mesmo rio, denomina-se uma configuração de cascata. Nessa configuração, a presença de um reservatório à montante de uma UHE regulariza a afluência que chega a ela, aumentando a geração firme. Quanto maior a sequência de reservatórios ao longo de um rio mais regularizada a afluência nas usinas à jusante. Além disso, como o Brasil é um país com diferentes regimes hidrológicos entre as bacias, a malha transmissora do SIN permite que se aproveite a complementaridade entre esses diferentes regimes, de forma que UHEs situadas em bacias que estejam em condição hidrológica mais favoráveis complementem UHEs em bacias em condições hidrológicas menos favoráveis, o que traz uma segurança ao sistema (BRITO, 2016). Esse arranjo pode ser visualizado na Figura 3, na qual está representado a geração de dois sistemas de cascata hipotéticos, ABC e ED, sujeitos a diferentes regimes hidrológicos e interconectados. A cascata ABC, se tem um regime já regularizado que permite gerar 230 MWmed. Da mesma forma tem-se a cascata ED com uma afluência regularizada que permite gerar 210 MWmed. Supondo que suas vazões sejam complementares, como mostra a Figura 3, ao se construir uma linha de transmissão conectando o sistema, tem-se um ganho de 30 MWmed de energia provenientes dessa complementaridade.

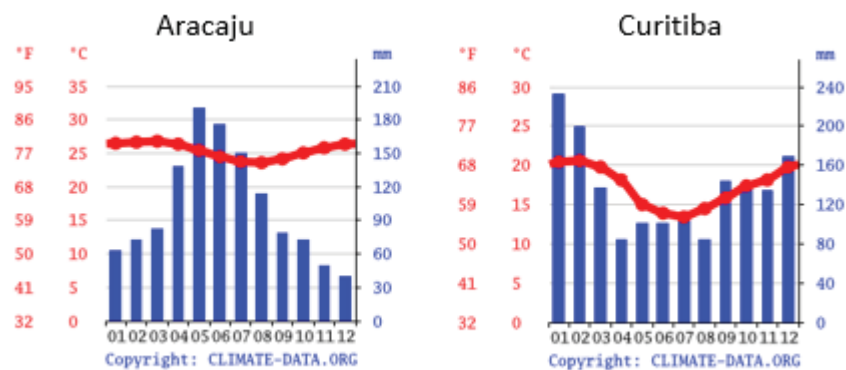
Figura 3 - Geração de Sistemas Interconectados



Fonte: Brito (2016).

Curitiba e Aracaju são um exemplo de complementariedade entre regimes pluviométricos de cidades brasileiras, como mostra a figura a seguir.

Figura 4 – Climograma de Curitiba e de Aracaju

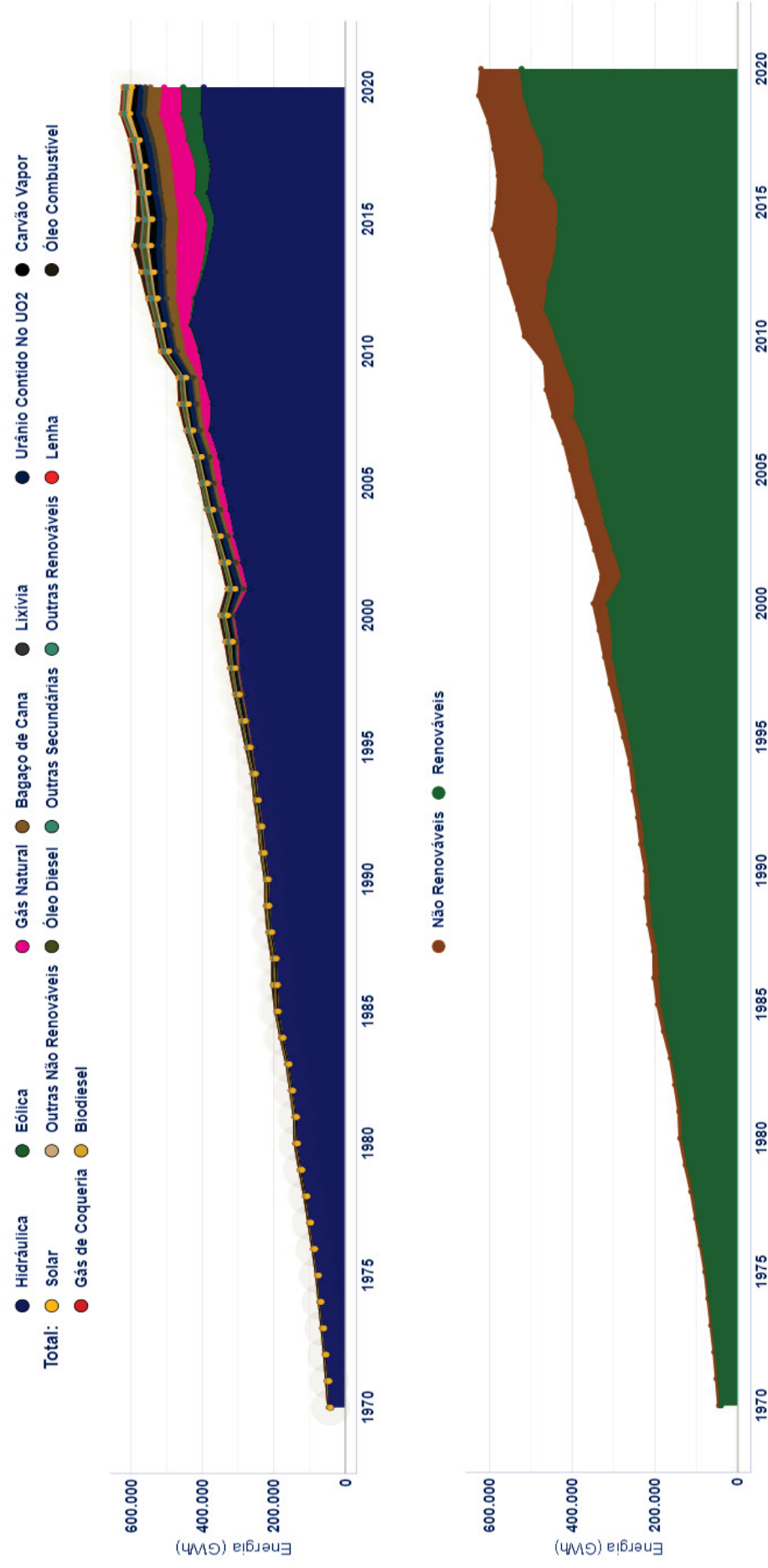


Fonte: Climate Data (2022).

2.1.5 Histórico da Matriz Elétrica Brasileira

Como mencionado em itens anteriores, a matriz elétrica brasileira passou por diversas transformações ao longo do tempo influenciadas pelos diversos processos políticos e econômicos que o Brasil passou no último século. A Figura 5 mostra a variação das fontes de energia elétrica no período de 1970 até 2020. Observa-se o aumento da participação de energias não renováveis a partir dos anos 2000, especialmente a energia proveniente de gás natural. Também é possível notar a fonte de energia eólica aumentando a sua participação na matriz elétrica a partir do ano de 2010.

Figura 5 - Centrais Elétricas (1970 - 2020)



Fonte: Balanço Energético Nacional (2022).

2.1.6 O Futuro da Matriz Elétrica Brasileira

A composição atual da matriz elétrica brasileira está representada na Figura 6. Ela é composta por 12 mil empreendimentos dos quais 59,53% são compostos por usinas hídricas, 16,44% por usinas de combustíveis fósseis, 11,61% usinas eólicas e 8,82% usinas de biomassa. O restante é composto por geração fotovoltaica e nuclear.

Figura 6 - Matriz Elétrica Brasileira

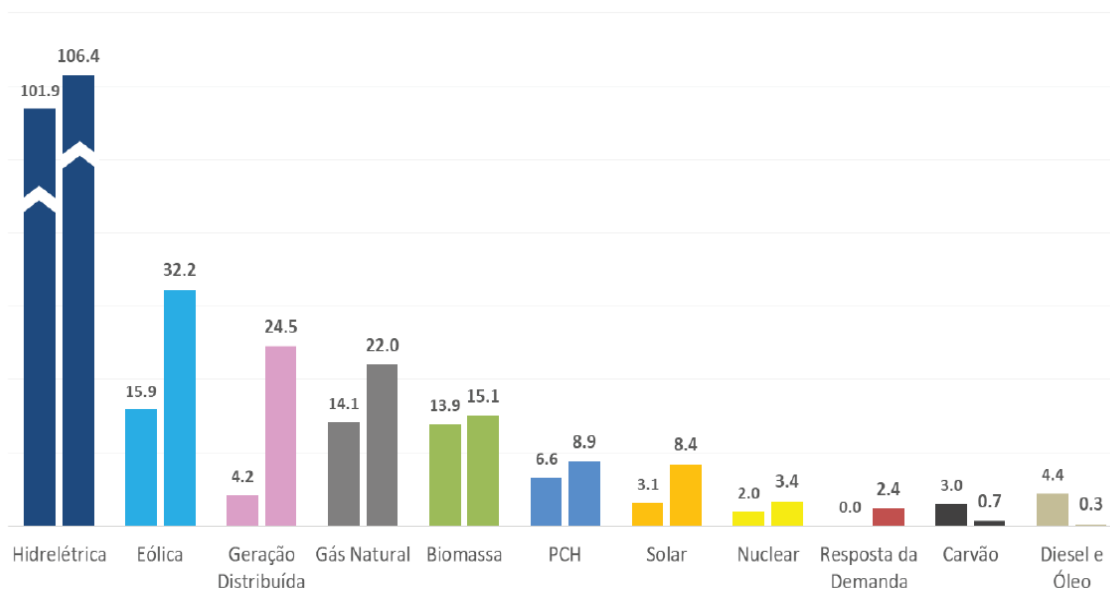


Fonte: SIGA/ANEEL (2022).

O Plano Decenal de Energia (PDE), desenvolvido pela EPE, tem como objetivo apontar as perspectivas da expansão do setor de energia para um horizonte de 10 anos, visando o aumento da confiabilidade do setor de energia, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais. De acordo com o PDE 2030 (EPE, 2020), a oferta de energia deve manter um crescimento de 3% ao ano até 2030, o que significa uma necessidade de investimento na ordem de 2,7 trilhões ao longo dos 10 anos, sendo desses, 365 bilhões voltados para geração de energia centralizada e 2,3 trilhões referentes a petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Se a expansão do setor elétrico apresentado pelo PDE for efetivada, a diferença de composição das fontes de energia está representada na Figura 7. Em termos de energia renovável, projeta-se que a matriz elétrica brasileira terá 88% da oferta renovável em 2030, em comparação com 85% que se tem atualmente.

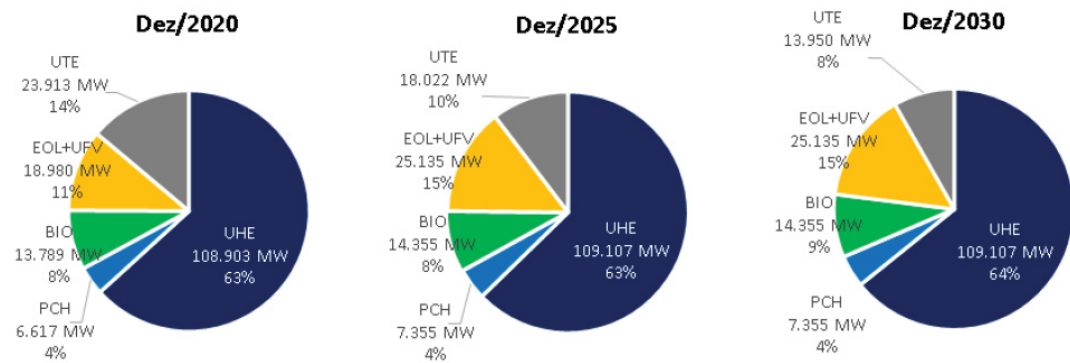
Figura 7 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030



Fonte: EPE (2020).

A Figura 8 representa a variação da composição da oferta de energia elétrica do SIN nos anos de 2020, 2025 e 2030. Há o crescimento de 4% nas fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada. Observa-se também a oferta termelétrica em final de contrato, devido ao final da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Dessa forma, estima-se que 16.500 MW referentes a esses empreendimentos saiam da configuração de base até 2030 (EPE, 2020).

Figura 8 - Evolução da Capacidade Instalada do SIN



Fonte: EPE (2020).

Também é importante mencionar que enquanto a capacidade instalada do sistema cresce, a capacidade de armazenamento diminui. A Figura 9 representa a proporção entre a energia armazenada máxima e a capacidade instalada do sistema, indicando uma contínua redução na capacidade relativa de regularização. Esse cenário submete o SIN à maior variabilidade sazonal e maiores inseguranças energéticas devido às incertezas dos regimes hidrológicos. Dessa forma, para garantir a segurança energética do sistema é necessário ampliar a capacidade instalada e o despacho térmico complementar em proporção bem maior que a demanda média (FALCETA e ZAMPON, 2013).

Figura 9 - Proporção entre a capacidade de armazenamento e a potência instalada ao longo do tempo



Fonte: Falceta e Zampon (2013).

2.2 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO DO SIN

A operação centralizada do SIN é feita pelo ONS, que determina a geração das usinas integrantes do sistema de forma a minimizar o custo operacional. Para isso a operação leva em consideração, dentre outros fatores, a variabilidade das afluições entre as diferentes regiões do país, nível de armazenamento dos reservatórios, os custos operacionais das usinas termelétricas, o intercâmbio de energia entre os subsistemas e o custo do déficit de energia, caso ocorra (BRITO, 2016).

O ONS utiliza três modelos para realizar o planejamento energético da operação do sistema: NEWAVE, utilizado para a operação de médio prazo (horizonte de até cinco anos); o DECOMP, utilizado para a operação de curto prazo (até um ano) e o DESSEM, modelo utilizado para a operação diária do sistema (horizonte de até 14 dias).

O NEWAVE é um modelo que considera o SIN como um sistema de geração hidrotérmica com reservatórios equivalentes de energia (considera todos os reservatórios de cada subsistemas de maneira agregada). O modelo conta com um módulo de energias afluentes, que é um modelo estocástico que gera séries sintéticas de energias naturais afluentes. A partir da incerteza das energias afluentes futuras e dos níveis de armazenamento dos reservatórios, o modelo toma as decisões operativas para que o custo da operação das usinas termelétricas em conjunto com as usinas hidrelétricas seja o menor possível (SZATKOWSKI, 2020).

É importante ressaltar que o maior desafio da operação do SIN é o fato de as decisões presentes afetarem a operação no futuro: se o operador escolhe priorizar a energia hídrica, o custo operacional no momento será baixo, entretanto, caso as condições hidrológicas futuras não forem favoráveis, os reservatórios irão deplecionar, o que pode resultar em déficit de energia caso o despacho termelétrico não seja o suficiente para complementar o atendimento da carga. Em um outro cenário, se o operador prioriza a geração térmica e o período hidrológico que se segue é um período favorável, os reservatórios podem chegar ao seu limite de enchimento e precisar verter água (BRITO, 2016), o que de forma global significa um aumento no custo operativo, já que a energia térmica é expressivamente mais cara que a hídrica. Além disso, o vertimento pode ser visto como um desperdício de energia que poderia ser gerada em algum outro momento.

Levando em consideração essa questão ambivalente, o NEWAVE tem uma política de operação que tem como objetivo minimizar a soma do custo imediato e do custo futuro da operação do sistema. O custo imediato é composto pela soma atual do custo de despacho de termelétricas e pelo custo de déficit, caso houver. O custo futuro é calculado em função do volume de armazenamento dos reservatórios e da energia afluyente futura (BRITO, 2016).

O DECOMP, utilizado para o planejamento da operação semanal no horizonte de até um ano, considera cada usina de forma individual e traça as metas de geração para cada uma delas considerando os dados fornecidos pelo NEWAVE, buscando a minimização dos custos de operação ao longo do período analisado. O DESSEM determina o despacho horário para o horizonte diário das usinas integrantes do SIN, minimizando o custo operacional em função dos dados de entrada fornecidos pelo DECOMP (SZATKOWSKI, 2020).

2.2.1 O papel da Energia Armazenável no Planejamento do SIN

A Energia Armazenada é um parâmetro calculado a partir dos volumes de água armazenados nos reservatórios de regularização e dos coeficientes de produtividade das UHEs. Ou seja, energia armazenada representa a energia que o volume armazenado é capaz de gerar baseado nos aproveitamentos a jusante do reservatório de regularização. O coeficiente de produtividade é individual para cada usina e tem unidade $MW/(m^3/s)$ (ONS, 2020).

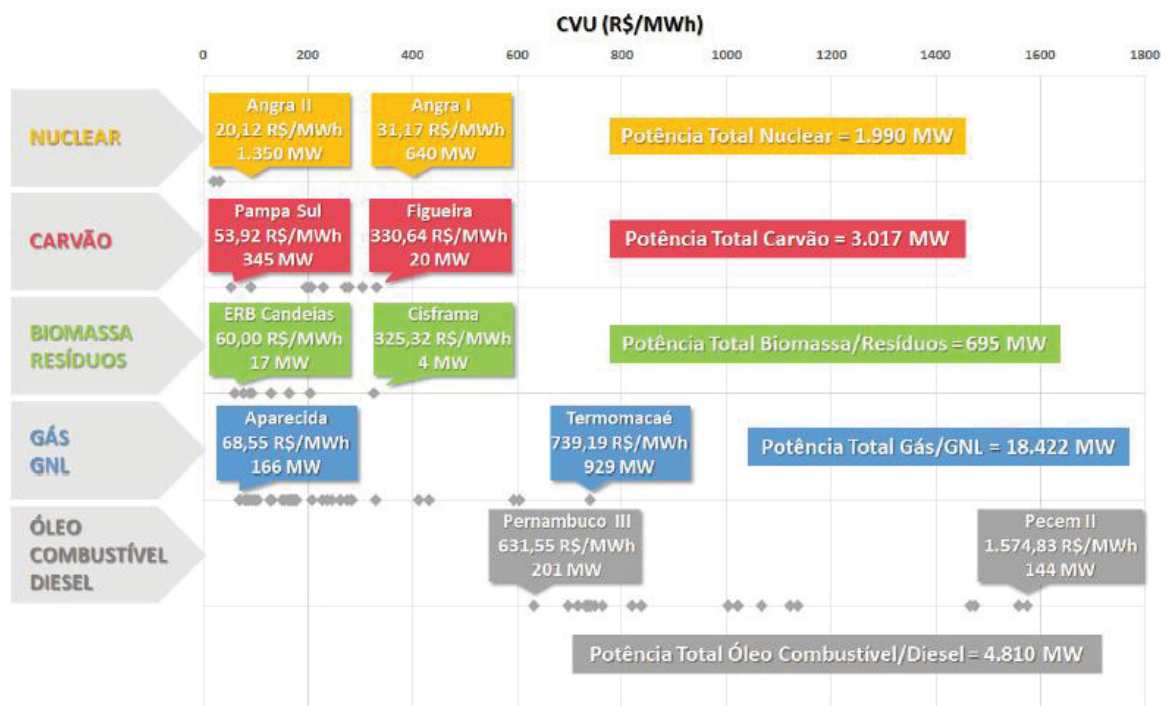
O parâmetro da EAR é um fator de suma importância para o planejamento da operação do SIN. O Plano da Operação Energética (PEN) é um documento divulgado anualmente pelo ONS. Esse documento avalia as condições de atendimento à demanda prevista em um horizonte de 5 anos, apontando a eventual necessidade de estudos de planejamento de expansão do parque gerador do SIN. Uma das bases para a avaliação do PEN são os armazenamentos de cada subsistema e as previsões de variação da EAR, juntamente com os riscos de violação de nível mínimo frente aos cenários hidrológicos prospectados. Apesar de a capacidade de armazenamento do SIN ser uma das maiores do mundo, o grau de regularização relativa vem diminuindo, o que faz com que a segurança energética do sistema fique mais dependente de períodos chuvosos para a recuperação da EAR e com que aumente a importância dos

níveis de EAR no fim da estação chuvosa para assegurar o atendimento da demanda na estação seca (ONS, 2021).

2.2.2 Geração térmica na operação do SIN

Como a previsão da expansão da potência hídrica instalada é limitada, assim como da capacidade de armazenamento do SIN, as usinas térmicas são cada vez mais importantes para a segurança energética do sistema. Dessa forma, o custo de despacho da energia térmica é um fator relevante para o planejamento da operação. A Figura 10 mostra os Custos Variáveis Unitários (CVUs) por fonte de usinas térmicas.

Figura 10 – CVUs por Fonte de Energia Térmica

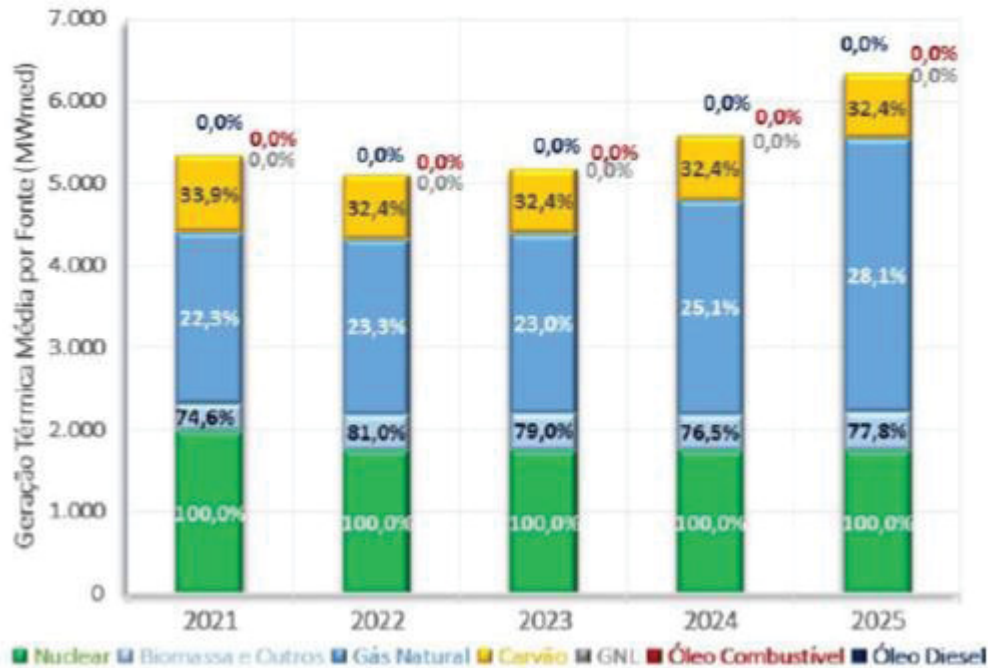


Fonte: ONS (2021).

A geração térmica pode ser classificada como flexível ou inflexível. A geração térmica inflexível é a geração térmica de base, ou seja, são as usinas que apresentam uma geração majoritariamente constante e independe da demanda, compostas de forma geral por fontes com baixos CVUs. Já a geração térmica flexível é a geração que pode ser acionada dependendo da demanda, geralmente compostas por CVUs

mais elevados como óleo combustível e óleo diesel (ONS, 2021). A Figura 11 mostra a porcentagem de inflexibilidades por fonte no SIN.

Figura 11 – Distribuição das Inflexibilidades por Fonte

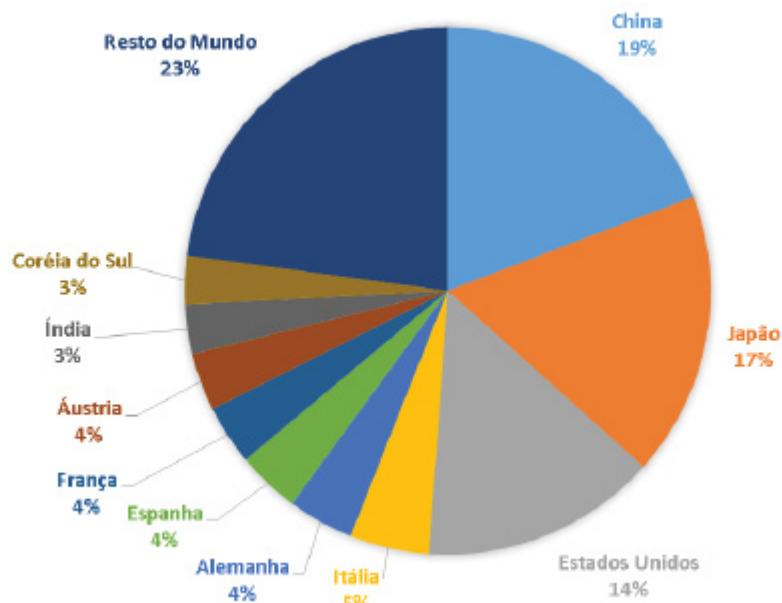


Fonte: ONS (2021).

2.3 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) são a principal tecnologia para armazenamento de energia elétrica atualmente: 95% da capacidade mundial de armazenamento é composto por UHRs (IHA, 2020). Segundo a International Hydropower Association (IHA), as UHRs instaladas somam 158 GW de potência ao redor do mundo em 2019, distribuídas conforme a Figura 12 e estima-se que até 2030 essa potência instalada tenha um crescimento de quase 50%, chegando a 240 GW.

Figura 12 - Capacidade Instalada de UHRs no Mundo (2019)

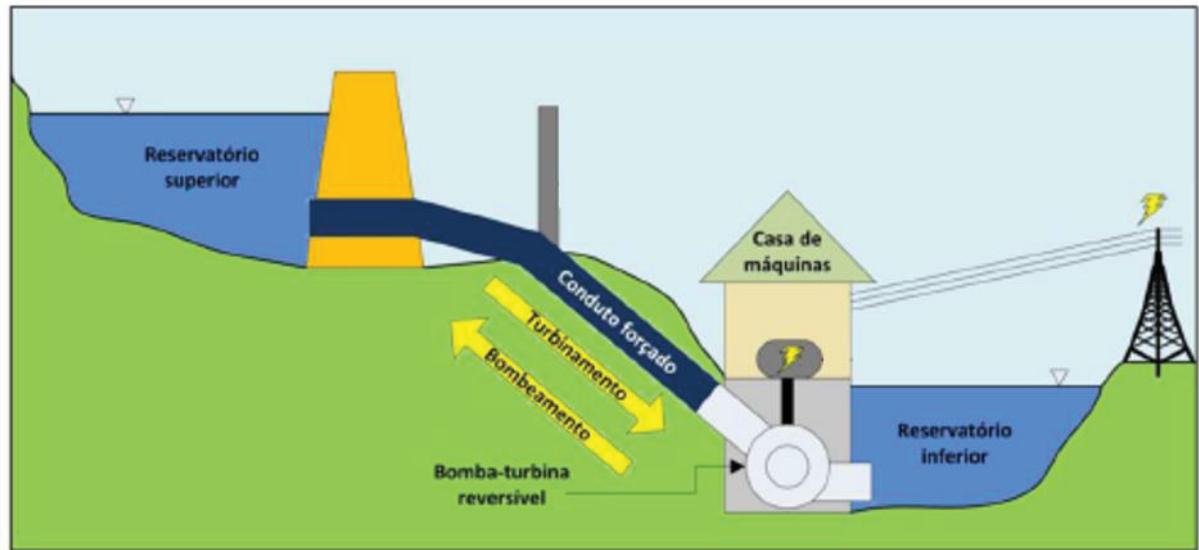


Fonte: EPE (2021).

A configuração tradicional de uma UHR é um reservatório inferior, um reservatório superior, um ou mais condutos forçados conectando os reservatórios, uma casa de máquinas contendo um conjunto turbina-gerador e um conjunto motobomba (ou uma turbina-bomba reversa em instalações mais modernas). Essa configuração está representada na Figura 13. O princípio fundamental de funcionamento das UHRs é aproveitar as variações diárias, semanais ou sazonais na demanda de energia para bombear água quando a demanda é mais baixa e gerar energia quando a demanda é mais alta.

Em seu modo tradicional de operação, a UHR aproveita a energia excedente da rede nos períodos de menor demanda para bombear a água para um reservatório superior e quando a demanda de energia sobe, a água armazenada é liberada do reservatório superior para o inferior, movimentando assim as turbinas e gerando energia.

Figura 13 - Componentes de uma UHR



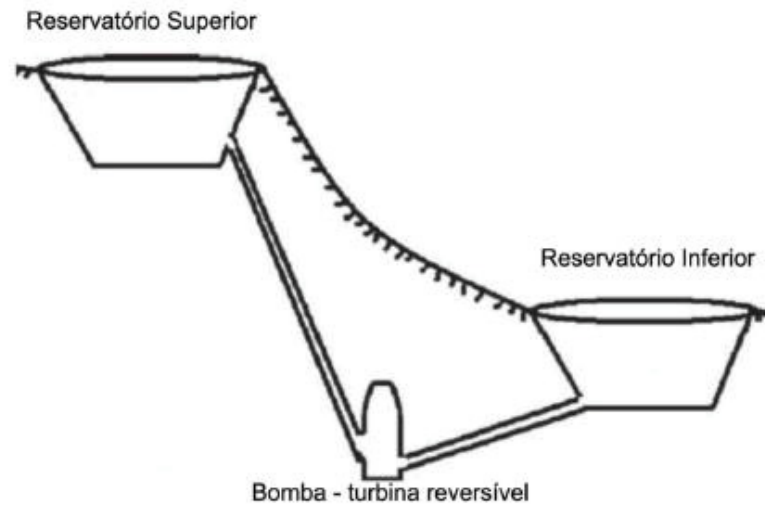
Fonte: Canales, Beluco e Mendes (2015).

É importante ressaltar que no balanço geral da operação, as UHRs representam uma carga para o sistema, tendo uma eficiência no armazenamento em torno de 70 a 85% (BARBOUR, WILSON, *et al.*, 2016). Diante disso, essa carga deve ser suprida pelos excedentes elétricos do sistema. No caso de não haver excedentes elétricos suficientes, o custo incremental para suprir essa carga deve ser compensado pelos benefícios que a UHR traz ao sistema (BETTEGA, 2020).

2.3.1 Aspectos Técnicos

De forma geral existem três configurações clássicas de UHRs: usinas *off-stream*, ou ciclo fechado, usinas *pump-back* e usinas ciclo aberto. UHRs de ciclo fechado (Figura 14) possuem os reservatórios com pouca ou nenhuma afluência natural. Algumas usinas ciclo fechado são construídas completamente independentes de um corpo hídrico, com apenas uma fonte hídrica próxima – que podem incluir mar, águas subterrâneas e água de reuso tratadas – para encher o reservatório pela primeira vez e compensar as perdas ao longo do tempo. Esse tipo de configuração tem baixo impacto no ecossistema aquático, já que é um sistema isolado e não modifica o regime hidrológico de um rio. Porém, por esse mesmo motivo, tende a apresentar problemas de qualidade de água que podem ser custosos (ANTAL, 2014).

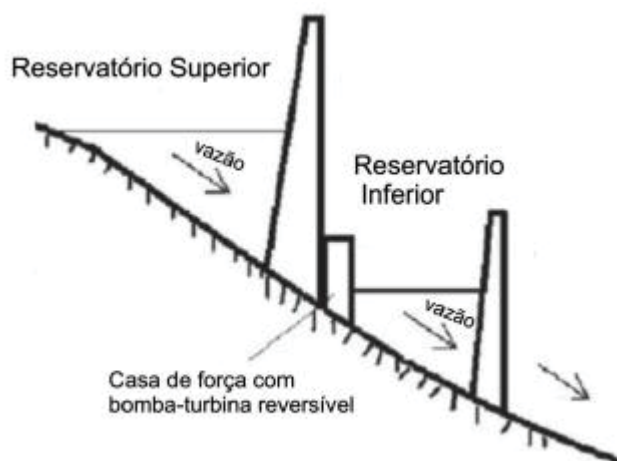
Figura 14 - Arranjo ciclo fechado



Fonte: Adaptado de Deane, Ó Gallachóir e Mckeogh (2010).

As UHRs *pump-back* (Figura 15) são conectadas com corpos hídricos e usam uma combinação da vazão natural e da água bombeada para gerar eletricidade. O arranjo é composto por dois reservatórios – um imediatamente a jusante do outro – e a instalação da casa de máquinas na barragem do reservatório superior. Esse tipo de usina geralmente é semelhante com as UHEs convencionais.

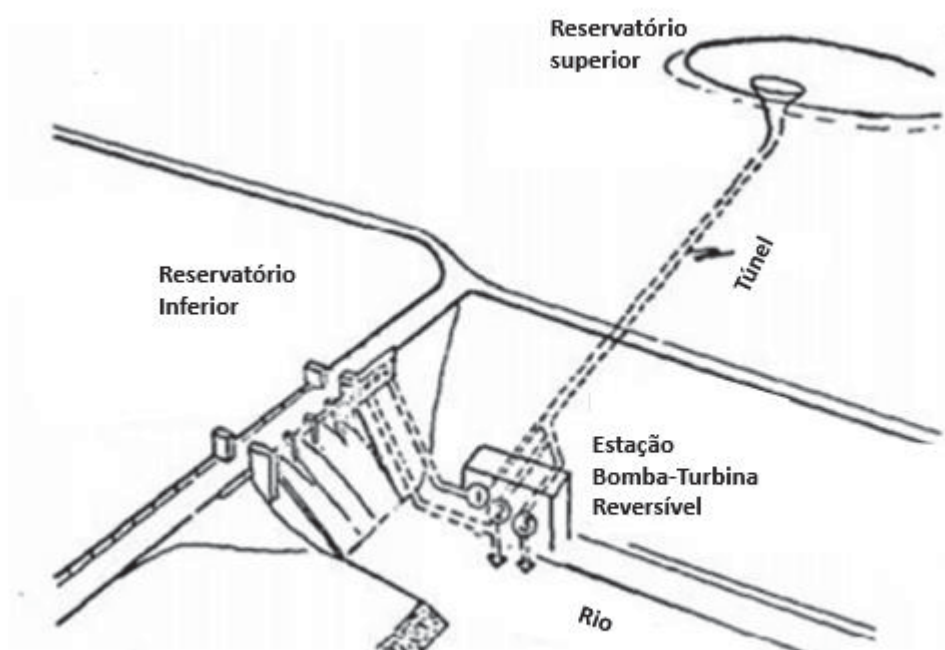
Figura 15 - Arranjo pump-back



Fonte: Adaptado de Deane, Ó Gallachóir e Mckeogh (2010).

Nas UHRs de ciclo aberto (Figura 16) há constantemente uma vazão significativa afluente entre o reservatório superior e inferior e geralmente há o impacto da operação da usina no regime hidrológico do rio com o qual ela está conectada (GESEL, 2021). A Tabela 1 faz um apanhado dos benefícios e barreiras para a construção de cada tipo de arranjo.

Figura 16 - Arranjo ciclo aberto



Fonte: Adaptado de GESEL (2021).

Tabela 1 - Benefícios e barreiras dos diferentes arranjos de uma UHR

Descrição do Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Aberto – UHR em que há um fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior	Este arranjo permite que a vazão de um rio seja regulada com o bombeamento para o reservatório superior da UHR A UHR pode utilizar um reservatório já existente	A construção de uma barreira no rio causa a sua fragmentação A construção da UHR fica limitada a locais próximos a rios, onde a queda normalmente é mais baixa
Ciclo Fechado – UHR em que nenhum dos reservatórios tem vazão afluente considerável	A construção das barragens para a formação dos reservatórios não causa a fragmentação do rio	Normalmente, a capacidade de armazenamento deste tipo de barragem é limitada para ciclos diários
<i>Pump-Back</i> – UHR muito similar a uma UHE, onde o reservatório a jusante está conectado com o reservatório a montante a todo o tempo e suas máquinas hidráulicas podem bombear água do reservatório inferior para o superior ou gerar eletricidade com a vazão proveniente do reservatório superior	Trata-se de uma boa alternativa para a construção de barragens em cascata, combinando geração hídrica e armazenamento de curto e longo prazo Maior flexibilidade de operação Alternativa barata, se as barragens já estiverem planejadas para serem construídas	Um novo reservatório no rio principal causa grandes impactos socioambientais e econômicos Dificuldades em adaptar as barragens existentes a UHRs no Brasil, devido à necessidade de longos túneis e baixa queda

Fonte: GESEL (2021).

Em relação aos circuitos hidráulicos, as UHRs também podem ter três tipos diferentes de configurações: sistema quaternário, sistema ternário e sistema binário. O sistema quaternário se dá quando os conjuntos turbina-gerador e bomba-motor estão em circuitos hidráulicos independentes. Apesar de mais custosos, esse sistema apresenta vantagens, como a operação simultânea dos modos bomba e turbina. O sistema ternário tem uma configuração na qual os conjuntos bomba-motor e turbina-gerador estão conectados em um mesmo eixo, impossibilitando a operação simultânea nos modos bomba e turbina. Já o sistema binário se dá quando a mesma máquina hidráulica – uma turbina reversível – desempenha a função bomba e turbina (BETTEGA, 2020).

Em relação às turbinas reversas utilizadas em UHRs, há dois tipos principais de máquinas: as de velocidade de rotação fixa e as de velocidade de rotação ajustável. Ambas têm capacidade de operar tanto como bomba quanto como turbina. As

máquinas de velocidade fixa são mais frequentes: no modo bomba, a máquina opera com uma potência aproximadamente constante quando a altura manométrica sobre ela também é constante e no modo turbina, o operador pode ajustar a abertura da máquina para alterar a vazão, visando manter o ponto ótimo de eficiência do equipamento. Já as turbinas reversas de velocidade ajustável possuem a capacidade de alterar sua velocidade de rotação tanto no modo bomba quanto no modo turbina, o que melhora sua eficiência operacional e garante uma maior integração desse equipamento com a rede de energia, pois este tipo de máquina pode adaptar seu bombeamento de forma flexível conforme as necessidades dos operadores dos sistemas elétricos. As turbinas reversas com velocidade ajustável, apesar de terem um custo de investimento mais elevado, possuem vantagens operacionais, como o ajuste da potência de entrada da máquina, melhor controle contra o fluxo reverso, em caso de operação com elevadas alturas manométricas, e melhores condições de geração de carga parcial (ANTAL, 2014).

Apesar de ser um método eficiente de armazenamento de energia elétrica, com grande potencial de retorno financeiro e utilizado na maioria dos países desenvolvidos, um dos principais desafios para a construção de uma UHR é encontrar um local com condições geoambientais adequadas. De acordo com Deane (2010), para que um terreno seja atrativo para suportar uma UHR, suas principais características técnicas devem ser:

- Condições topográficas que proporcionam um desnível significativo entre os reservatórios
- Condições geotécnicas adequadas
- Disponibilidade corpo hídrico próximo para abastecer os reservatórios
- Proximidade à rede de distribuição de energia

Outras condições que tornam um local atrativo para receber uma UHR são a pré-existência de um reservatório e as condições topográficas que permitem a construção de uma hidrovia curta entre o existente e o reservatório.

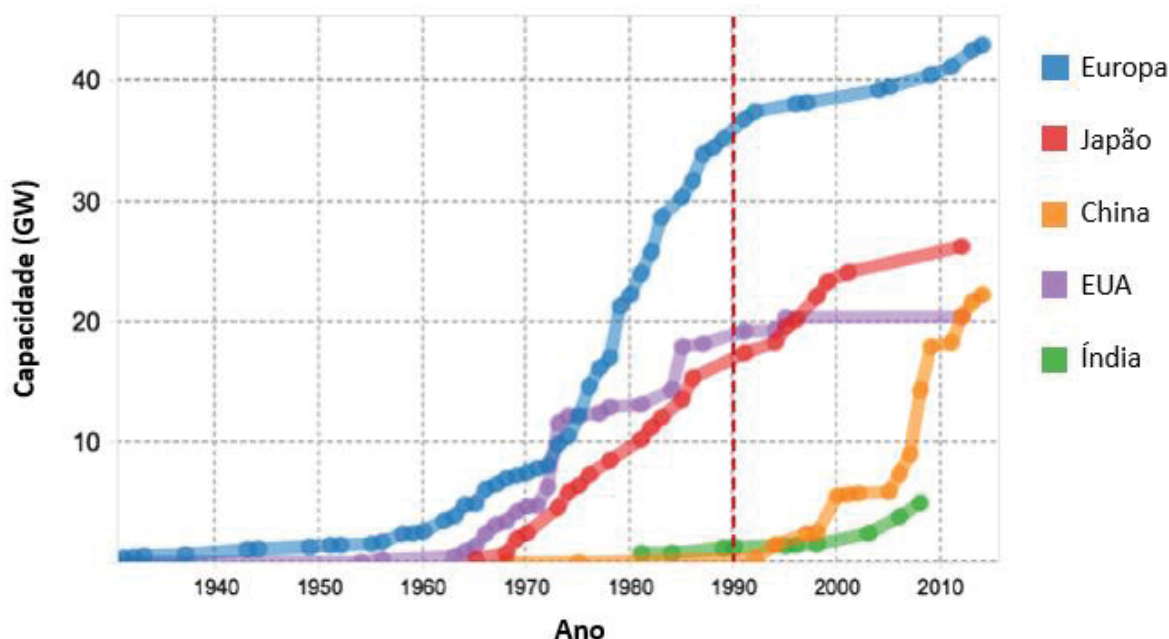
2.3.2 Histórico das UHRs no Mundo

A implantação das UHRs ao redor do mundo ocorreu por diferentes motivações em cada país. As primeiras UHRs no mundo foram instaladas no final do século XX, mas o interesse maior nessa tecnologia só surgiu após a Segunda Guerra Mundial, com o rápido aumento da população e consequentemente da demanda de energia (IHA, 2018).

A partir da década de 1970, com a crise do aumento do preço do petróleo, houve um desenvolvimento da geração de energia nuclear em países como Japão, EUA e França. Sendo essa uma fonte de energia inflexível, somada com a geração de outras fontes inflexíveis, como termelétricas a carvão, criava um cenário em que se tornou favorável a implantação de UHRs ao sistema para trazer flexibilidade operativa e maior capacidade de atendimento a demandas de pico (EPE, 2021). A maior parte das implantações de UHRs na Europa e nos EUA aconteceu entre os anos de 1960 e 1990, como mostra a Figura 17. Entretanto, a redução do preço do petróleo a partir dos anos 1990, fez com que a implantação de UHRs não fosse mais tão vantajosa, diminuindo bruscamente novos projetos.

A partir dos anos 2000, com as novas metas de descarbonização da matriz elétrica global e com os acordos internacionais visando a redução de emissão de gases de efeito estufa, fontes renováveis como eólica e solar apresentaram uma participação crescente na composição das matrizes elétricas dos países. Sendo essas fontes renováveis de geração variável e de limitada previsibilidade, iniciou-se novamente um cenário favorável para a implantação de UHRs, as trazendo para o sistema para garantir a segurança dos sistemas elétricos na transição energética (EPE, 2021).

Figura 17 - Implantação de UHRs ao longo do tempo no mundo



Fonte: IHA (2018).

Já a China teve um desenvolvimento tardio no que diz respeito às UHRs quando comparado com outros países, tendo a maior parte dos projetos implantados a partir da década de 1990. Os principais motivos que incentivaram esse desenvolvimento foi o aumento na demanda de energia devido ao crescimento econômico, as metas de redução de emissão de gás carbônico – que incentivaram a implementação de FRVs – e a instalação de usinas eólicas no norte e oeste da China, onde não se tem linhas de transmissão com estrutura adequada. No fim de 2013, a China contava com 91,4 GW de potência instalada em UHRs (BARBOUR, WILSON, *et al.*, 2016).

2.3.3 Serviços oferecidos por UHRs

Um ponto importante de se ressaltar sobre as UHRs é que ao serem inseridas nos sistemas elétricos, elas não apenas têm potencial de causar impactos no quesito energético (de armazenamento de energia para suprimento da demanda futura), mas também podem oferecer uma gama de serviços para a segurança, qualidade e estabilidade do sistema elétrico. Desvios nos parâmetros de qualidade e segurança

do fornecimento de energia podem causar danos aos equipamentos elétricos e interrupção do fornecimento de energia para certos locais (BETTEGA, 2020). Nesse contexto, UHRs contribuem para evitar essas falhas, mantendo o equilíbrio entre produção e consumo de energia. Entretanto, muitas vezes esses serviços adicionais que contribuem para manter esse equilíbrio não são valorados no mercado de energia, o que prejudica a viabilização de um projeto de UHR.

A EPE, em nota técnica de 2021 (EPE, 2021), lista os principais produtos que uma UHR pode oferecer aos sistemas elétricos:

- Nivelamento da carga: as UHRs têm a capacidade de deslocar blocos de demanda de energia ao longo do tempo, armazenando energia em momentos com geração maior do que a demanda e produzindo energia nos momentos com geração menor do que a demanda, nivelando assim a curva de carga e otimizando a operação do sistema.
- Potência para controle de frequência: as UHRs podem operar injetando ou absorvendo potência no sistema, contribuindo com a preservação da frequência na rede após algum desequilíbrio entre carga e geração.
- Acompanhamento de carga: como alguns sistemas utilizam unidades geradoras com tempos maiores de partida e parada – com tempos de rampa mais lentos – para suprir demanda de pico é necessário partir essas unidades com antecedência, diminuindo a eficiência do sistema. A flexibilidade operativa que as UHRs trazem tornam a operação do sistema mais econômica.
- Redução de ciclos de unidades térmicas: da mesma forma que no item anterior, a flexibilidade operativa trazida pelas UHRs permite a redução dos ciclos de partida, parada e rampas de UTEs, reduzindo o custo da operação e o desgaste das unidades geradoras.
- Redução da carga mínima do sistema: em sistemas com altas parcelas de geração inflexível, muitas vezes a geração mínima, somada com a geração de FRVs, pode exceder a demanda. Nesse contexto as UHRs têm a capacidade de consumir essa energia extra, viabilizando também a expansão da geração inflexível, que pode trazer vantagens estratégicas e econômicas.

- Autorrestabelecimento: as UHRs podem reservar parte de sua energia armazenada para o autorrestabelecimento de unidades geradoras do sistema em caso de falha.
- Adiamento do investimento em novos ativos de transmissão: dependendo da localização da UHR, sua capacidade de despacho pode ser usada para influenciar os fluxos de potência na rede reduzindo os custos decorrentes das limitações da capacidade de transmissão, adiando assim a necessidade de investimento em novas estruturas de transmissão.

2.3.3.1 UHRs e transição energética

Nas últimas décadas, evidências sobre os riscos das mudanças climáticas causadas por ações antropogênicas resultaram no crescimento do apelo por fontes de energia renovável (BARBOUR, WILSON, *et al.*, 2016). Por esse motivo, as usinas eólicas e solares estão sendo cada vez mais integradas às redes elétricas como uma solução potencial para os desafios associados à descarbonização dos sistemas de energia elétrica do mundo (REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015).

Pequenas porcentagens de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) podem ser integradas à matriz elétrica de um sistema sem necessidade de mudanças operacionais expressivas. No entanto, para se chegar a condições que atendam a transição energética necessária para impactar as mudanças climáticas é preciso que uma quantidade expressiva de geração provinda de FRVs integre os sistemas elétricos dos países. Nesse cenário a variabilidade associada as fontes renováveis—eólica, fotovoltaica e hidrelétrica a fio de água – e sua limitada previsibilidade é um fator que pode comprometer o equilíbrio entre geração e demanda de um sistema. Em outras palavras, as fontes renováveis, ao contrário das fontes de energia térmicas e hidrelétricas com reservatório de regularização, não são despacháveis (BARBOUR, WILSON, *et al.*, 2016).

As fontes renováveis de energia são mais bem aproveitadas quando conectadas a um sistema de armazenamento de energia, o que ajuda a equilibrar a carga e a frequência da rede, compensa irregularidades na geração de eletricidade, dá flexibilidade ao sistema e melhora o desempenho da rede de distribuição de energia durante os picos de demanda (ANTAL, 2014). Portanto, as UHRs terão papel

crítico para a transição energética, aumentando o aproveitamento da geração das FRVs, permitindo sua penetração cada vez maior na matriz elétrica dos países sem comprometer a segurança dos sistemas elétricos (IHA, 2018).

2.3.4 Principais Modelos Econômicos

De acordo com Barbour et. al. (2016), os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem operar basicamente sob três diferentes formas. No entanto, é possível que a operação real de um sistema de armazenamento de energia inclua simultaneamente características dessas três formas. São elas: “Custo de serviço”, “Participação direta em mercados competitivos” e “Por trás do medidor”.

O modelo de negócios “Custo do serviço” é geralmente utilizado em mercados monopolistas, em que o investimento do empreendedor é recuperado a uma taxa fixa definida pelo regulador. Neste modelo de negócio, a remuneração de custos do Projeto de Armazenamento de Energia é fixa e normalmente a remuneração cobre o custo de operação mais uma taxa de retorno sobre os custos de capital do projeto que é previamente negociado com o regulador (EPE, 2021).

No segundo modelo de negócio “Participação direta em mercados competitivos”, o operador compete com outros participantes do mercado. Este modelo pode acontecer quando o mercado de energia elétrica for livre. Nesta situação, a maior parte da receita do operador é proveniente da variação do preço da energia elétrica nos períodos de baixa e pico de demanda. Entretanto, esse modelo tem alguns riscos: a inserção de sistemas de armazenamento no mercado competitivo reduz essa diferença de preços, aumentando o risco para o empreendedor que procura investir nesse tipo de tecnologia (BARBOUR *et al.*, 2016).

O terceiro modelo de negócios é o armazenamento de energia “Atrás do medidor”, que é um armazenamento de energia localizado junto ao gerador ou consumidor. Nesse caso, o gerador ou consumidor leva em consideração condições como sua própria demanda de armazenamento de energia, as tarifas de energia disponíveis e os incentivos disponíveis para determinar a viabilidade da unidade de armazenamento. Nesse contexto, uma unidade de armazenamento pode ser usada como mecanismo interno de balanceamento e controle da tarifa de energia (BARBOUR *et al.*, 2016).

2.3.5 Usos das UHRs

As UHRs podem ser implantadas em diversos arranjos, de acordo com as particularidades e necessidades de cada sistema elétrico. O principal fator que define a função de uma UHR é seu tamanho e o horizonte de tempo de seu ciclo operacional.

Tabela 2.

Tabela 2 - Operação dos diferentes tipos de UHR

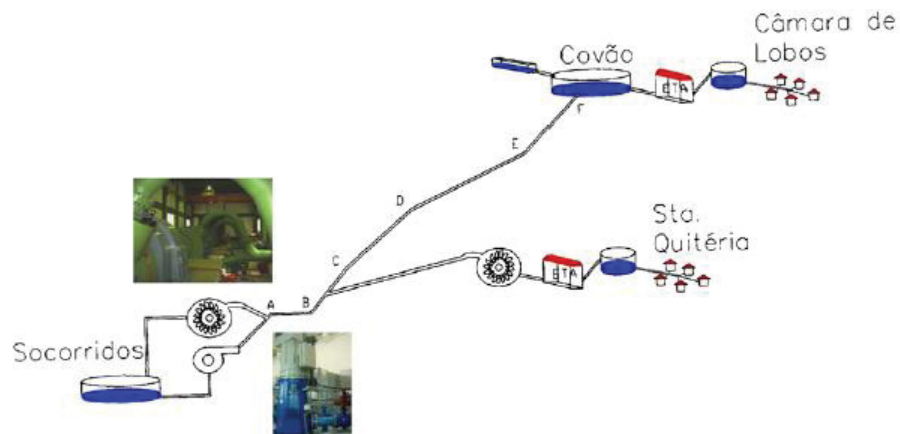
Ciclo UHR	Volume do reservatório (km ³)	Modo de Operação	Ocasão de Operação
Ciclo Plurianual	100 – 5	Bomba	Geração extra das fontes renováveis
			Média anual de preço dos combustíveis fósseis mais barata
			Média anual da demanda de energia menor
		Turbina	Déficit anual da geração hidrelétrica
			Média de preço dos combustíveis fósseis mais cara
			Média anual da demanda de energia maior
Ciclo Sazonal	5 – 1	Bomba	Períodos hidrológicos favoráveis
			Verões com elevada geração fotovoltaica
			Períodos com elevada geração eólica
			Períodos com baixa demanda de energia
		Turbina	Períodos hidrológicos desfavoráveis
			Invernos com baixa geração fotovoltaica
			Períodos com baixa geração eólica
			Períodos com elevada demanda de energia
Ciclo Semanal	1 – 0,1	Bomba	Aos fins de semana, quando a demanda é reduzida
			Dias com elevada geração eólica
			Dias ensolarados com elevada geração fotovoltaica
		Turbina	Durante dias de semana, com a demanda elevada
			Dias com baixa geração eólica
			Dias nublados com baixa geração fotovoltaica
Ciclo Diário	0,1 – 0,001	Bomba	Durante a noite, quando a demanda é mais baixa
			Durante o dia, quando a há geração fotovoltaica
		Turbina	Durante o dia, quando a demanda é elevada
			Durante a noite, quando não há geração fotovoltaica

Fonte: Adaptado de Hunt, Byers, *et al.* (2018).

As UHRs que operam em ciclos sazonais têm maior porte e geralmente são construídas junto a um corpo hídrico, que abastece o reservatório inferior. Esse tipo de sistema usualmente altera o regime hidrológico do corpo hídrico. O reservatório inferior não precisa necessariamente ser de grande escala, já o reservatório superior deve ter uma grande capacidade de armazenamento. Nesses sistemas, o reservatório superior armazena a água que é liberada em épocas de estiagem gerando energia e regularizando a vazão do rio. As UHRs sazonais possuem maior custo de instalação e menor custo de armazenamento quando comparada a uma UHR menor (de ciclo diário ou semanal). Dentre os serviços que uma UHR sazonal pode fornecer estão: regularização da vazão do rio, armazenamento sazonal ou plurianual de água, controle de enchentes, controle da qualidade da água, apoio nas transferências interbacias, segurança hídrica e armazenamento hídrico de baixa sedimentação, pois as taxas de sedimentação de UHRs são menores do que as de UHEs (GESEL, 2021).

As UHRs também podem ser utilizadas inseridas em sistemas de abastecimento de água. Vieira e Ramos (2008), descrevem um sistema multipropósito que foi projetado para suprir a demanda de água das cidades de Funchal, Câmara de Lobos e Santa Quitéria – em Portugal – além de produzir energia. A Figura 18 - Sistema representa um esquema do sistema. O sistema é composto pelo reservatório de Covão (40.000 m³ de capacidade), localizado a 540 m de altura, responsável pelo abastecimento da cidade de Câmara de Lobos; pelo reservatório de Socorridos, de mesma capacidade que o de Covão, localizado a uma altura de 81 m e pela estação bomba-turbina, na altura 85 m. As unidades de bomba foram projetadas para bombear 40.000 m³ ao longo de seis horas, de meia noite às seis da manhã, momento em que a demanda de energia está baixa. Nas horas restantes do dia o volume de água do reservatório de Covão é liberado para o reservatório de Socorridos, gerando energia (VIEIRA e RAMOS, 2008).

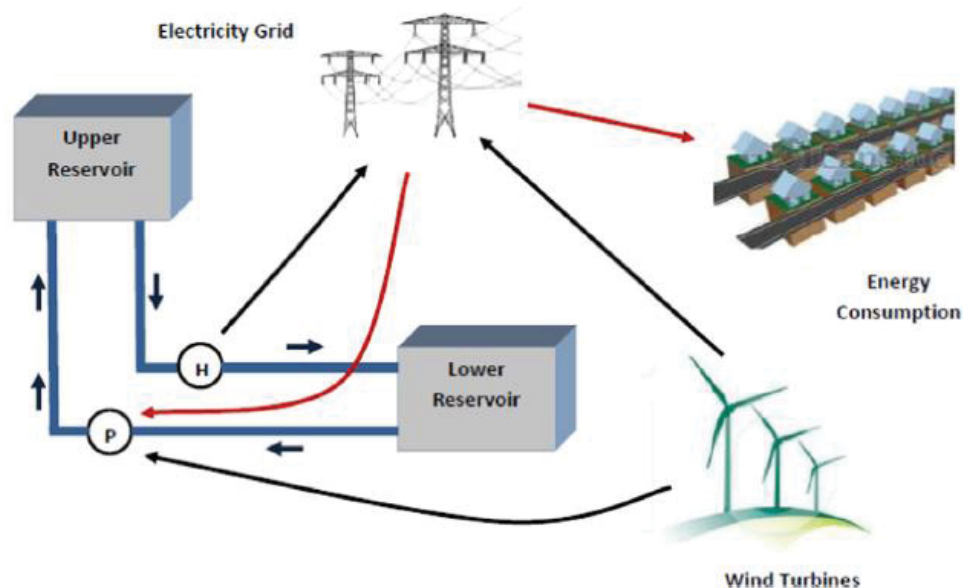
Figura 18 - Sistema Multipropósito de Funchal, Câmara de Lobos e Santa Quitéria, em Portugal



Fonte: Vieira e Ramos (2018).

Outro uso das UHRs são os sistemas híbridos, quando a usina opera combinada com outra fonte de energia, geralmente em sistemas isolados. Um dos sistemas híbridos mais usados é a combinação de UHRs com usinas eólicas. Nesse sistema as UHRs funcionam como baterias carregadas pela geração eólica. Nessa concepção, os parques eólicos podem gerar energia a qualquer hora do dia, já que essa energia será armazenada pelas UHRs para uso futuro. Essa combinação é conhecida como uma das mais economicamente competitivas e está representada na Figura 19 (REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015).

Figura 19 - Esquema híbrido UHR e geração eólica



Fonte: Rehman, Al-Hadhrami E Alam (2015).

UHRs também podem ser construídas a partir de UHEs já existentes, o que é uma grande vantagem visto que, nesses casos, se aproveita o reservatório da UHE como um dos reservatórios da UHR. Como exemplo, pode-se citar a UHR Frades II (ou UHR Venda Nova III, como também é chamada, foto na Figura 20), localizada em Portugal, no complexo hidrotérmico Venda Nova. Essa UHR originou-se da UHE Venda Nova, que entrou em operação em 1945. A UHE Venda Nova possui reservatório de 95 hm³ e 3 turbinas com 30 MW cada. Esse local foi considerado favorável para a instalação de uma UHR por ter precipitações elevadas, causando grandes volumes de vertimento, os quais poderiam ser aproveitados por uma UHR. A UHR Frades II entrou em operação em 2005, utilizando o reservatório da UHE Venda Nova como reservatório inferior, construindo-se um reservatório superior 420 m acima e instalando-se dois conjuntos bomba-turbina reversível de 97,4MW/106,4MW cada (GESEL, 2021).

Figura 20 - UHR Frade II



Fonte: Power (2018).

A UHR Goldisthal (Figura 21) foi comissionada em 2004, está localizada na Alemanha, no rio Schwarza, e possui 1 060 MW de capacidade instalada. Foi a primeira UHR da Europa a utilizar uma bomba-turbina com velocidade de rotação variável. Além disso Goldisthal é a maior UHR da Alemanha. Uma de suas principais funções é de fornecer serviços ancilares para o sistema elétrico.

Seu reservatório superior tem volume útil de 12 hm³ e energia armazenável de 8.500 MWh. Já seu reservatório inferior tem volume útil de 18,9 hm³ e é represado por uma barragem de enrocamento (GESEL, 2021).

Figura 21 - UHR Goldisthal



Fonte: Vattenfall (2004).

2.4 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SIN – ESTUDOS DE INVENTÁRIO

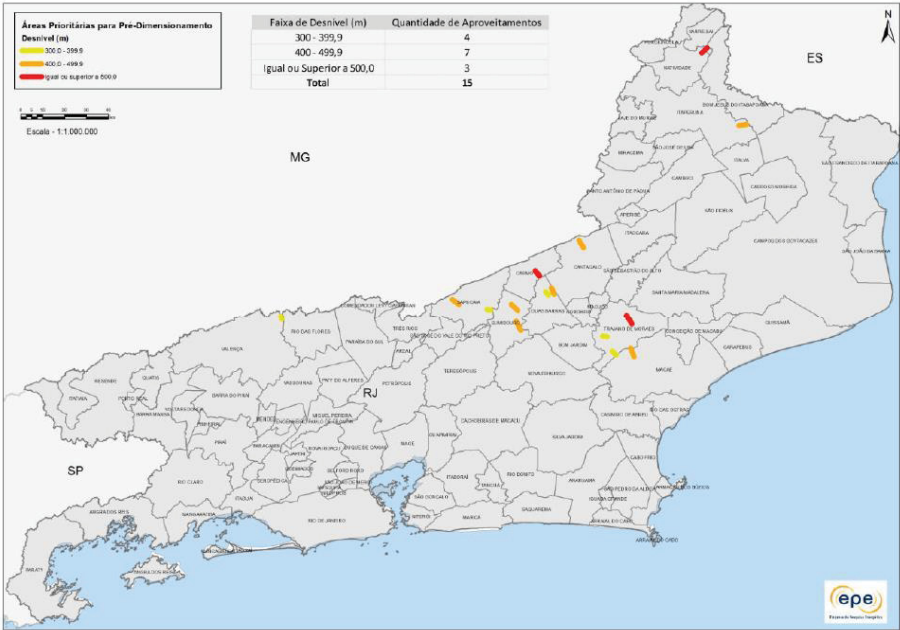
A partir de 1930, a infraestrutura de geração de energia elétrica já era apontada como um dos limitantes para o desenvolvimento industrial brasileiro que acontecia no eixo Rio de Janeiro – São Paulo. As primeiras UHRs brasileiras foram instaladas nesse contexto, três no estado de São Paulo e uma no Rio de Janeiro, respectivamente: Pedreira (1939, 100 MW), Traição (1940, 22 MW), Edgar de Souza (1955, 16 MW) e Vigário (1952, 88 MW). Com o passar dos anos houve o intensivo aumento da participação de UHEs com reservatórios de regularização na matriz elétrica, fazendo com que não houvesse mais necessidade dos serviços prestados por uma UHR. Dessa forma, hoje, nenhuma delas opera como UHR. As usinas Pedreira e Traição, operam bombeando energia do rio Pinheiros para o reservatório Billings para controle de cheias, favorecendo também a geração da UHE Henry Borden. A usina Edgar de Souza operou até 1984 como estação de bombeamento, sendo então desativada. A usina Vigário tem como finalidade bombear água do rio Paraíba do Sul para o reservatório Vigário, permitindo a geração da UHE Nilo Peçanha (EPE, 2021).

Entretanto, pela evolução do sistema elétrico, as mudanças nas características da matriz de geração – segundo o PDE 2030 nos próximos 10 anos as

fontes eólicas e fotovoltaicas crescerão 30%, enquanto as UHEs se estagnarão – e diminuição da capacidade relativa de regularização do sistema hidrelétrico, tem-se novamente levantado o debate nos últimos anos sobre a inserção de UHRs no SIN como uma potencial solução para os desafios futuros do SEB (EPE, 2021).

Em 2019 a EPE publicou um estudo de inventário de UHRs no estado do Rio de Janeiro, indicando 15 locais com condições favoráveis para receber UHRs. Os critérios utilizados para o estudo foram os aspectos topográficos, socioambientais, geológicos, hidrológicos tecnológicos e econômicos. O estudo considerou UHRs de arranjo aberto – onde um reservatório é isolado e o outro é conectado a um corpo hídrico – e apresentou o pré-dimensionamento dos reservatórios e da energia armazenável de cada aproveitamento (EPE, 2019). A localização desses aproveitamentos está indicada na Figura 22.

Figura 22 - Localização dos Aproveitamentos de UHRs inventariados



Fonte: EPE (2019).

O resultado geral do pré-dimensionamento das 15 UHRs selecionadas para o estado do Rio de Janeiro está indicado Tabela 3. O resultado individual de cada aproveitamento está indicado na Tabela 4.

Tabela 3 - Resultado geral dos 15 aproveitamentos

Característica	Valor encontrado
Número de UHRs	15
Capacidade Instalada (Geração) [MW]	21.109
Ciclo de Operação	Diário
Tempo de Geração [h] / Ciclo	3
Tempo Mínimo de Bombeamento [h] / Ciclo	4
Energia Armazenada [MWh]	63.326
Energia Consumida [MWh]	83.936
Volume Útil [hm³]	71
Rendimento Global	75%
Queda Bruta Média [m]	283,3 a 450,2
Relação L/H	5,3 a 11,6

Fonte: EPE (2019)

Tabela 4 - Dados individuais dos 15 aproveitamentos

Código da UHR no estudo da EPE	Volume útil reservatório superior (m³)	Volume útil reservatório inferior (m³)	Queda bruta média (m)	Eficiência modo Bomba	Eficiência modo Turbina	Unidades Reversíveis	Potência Instalada total (MW)
ID1110RJ	2.920.000,00	2.920.000,00	328,1	90,16%	88,2%	4	737,1
ID1198RJ	2.860.000,00	2.860.000,00	450,2	90,16%	88,2%	4	988,3
ID1258RJ	2.570.000,00	2.570.000,00	332,6	90,16%	88,2%	4	656,3
ID1303RJ	10.590.000,00	10.590.000,00	400,2	90,16%	88,2%	12	3258,5
ID1336RJ	4.980.000,00	4.980.000,00	448,1	90,16%	88,2%	8	1704,7
ID1362RJ	3.450.000,00	3.450.000,00	286,2	90,16%	88,2%	4	761,6
ID1445RJ	1.820.000,00	1.820.000,00	391,7	90,16%	88,2%	3	542,5
ID1448RJ	2.250.000,00	2.250.000,00	283,3	90,16%	88,2%	2	491,9
ID1506RJ	5.100.000,00	5.100.000,00	340	90,16%	88,2%	6	1321,1
ID1572RJ	6.010.000,00	6.010.000,00	311,8	90,16%	88,2%	8	1443,4
ID1615RJ	4.150.000,00	4.150.000,00	348,7	90,16%	88,2%	4	1118
ID1667RJ	5.100.000,00	5.100.000,00	438,2	90,16%	88,2%	8	1720,9
ID1846RJ	3.300.000,00	3.300.000,00	388,9	90,16%	88,2%	4	987,5
ID2670RJ	3.450.000,00	3.450.000,00	414	90,16%	88,2%	4	1101,2
ID2936RJ	12.460.000,00	12.460.000,00	442	90,16%	88,2%	12	4275,7

Fonte: Adaptado de EPE (2019).

Bettega, Bessa e Fernandes (2020), realizaram uma análise do emprego de UHRs e a rejeição ou não da geração de FRVs em um sistema teste com as características do sistema elétrico da região sul do Brasil. A análise contemplou diferentes cenários de correlação entre a geração das FRVs e a carga do sistema e concluiu que a rejeição ou não da geração das FRVs depende dessa correlação. Quando a correlação entre a geração das FRVs e a carga do sistema é positiva ($r=0,86$), a adição de UHRs no sistema é desnecessária, pois não há rejeição da geração FRV; quando a correlação é fraca ($r= - 0,78$), torna-se necessária a inserção de UHRs com capacidade de armazenamento igual a 4,8% da carga média; e para correlações nulas, para evitar a rejeição da geração de FRVs é necessária a inserção de uma capacidade de armazenamento equivalente a 1,2% da carga média (BETTEGA, BESSA e FERNANDES, 2020).

Nacif, Locatelli e Camargo (2015), realizaram uma análise sob o ponto de vista do Custo Marginal de Operação (CMO) da repotenciação de UHEs existentes no Brasil que possuem potencial para a adição de unidades geradoras através da instalação de unidades reversíveis. A análise mostrou que a implementação de unidades reversíveis agregaria valor à operação do sistema, podendo aproveitar vertimento e apresentar um ganho energético, além de possuir baixo impacto ambiental.

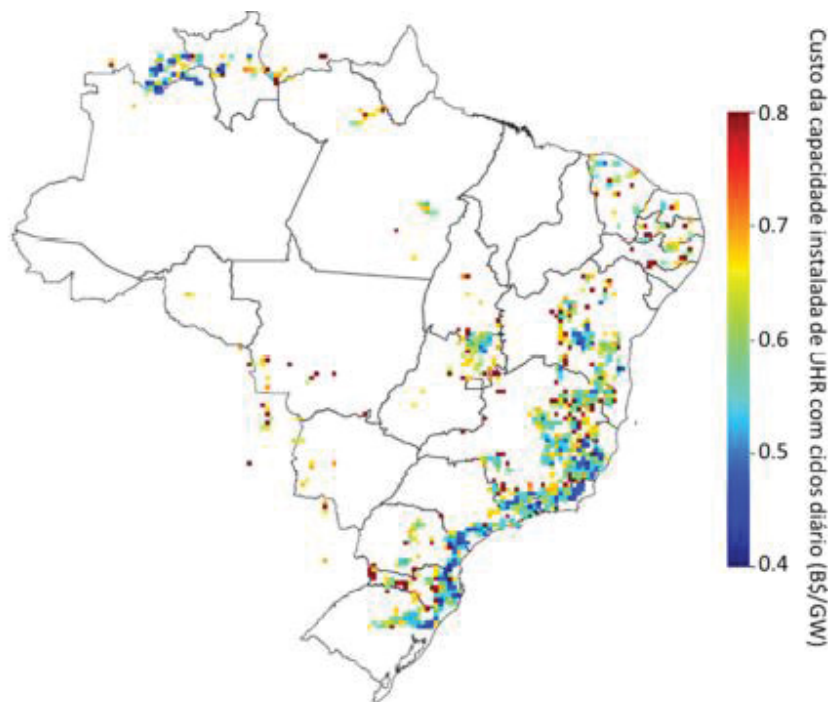
Raimundo (2019), elaborou uma metodologia para avaliar os impactos ambientais que as UHRs poderiam causar. Utilizando a metodologia desenvolvida, as UHRs mostraram grandes vantagens ambientais em relação às UHE, como menor área alagada, menores emissões de gás carbônico pelos reservatórios e menor interferência no ecossistema, pois as UHRs pouco impactam no regime fluvial das bacias hidrográficas. As UHRs também apresentam menor impacto no meio biótico e em alguns casos os reservatórios das UHRs podem apresentar biodiversidade maior que a do próprio rio.

Bettega (2020), analisou a operação do SIN com a inserção de UHRs levando em consideração a influência da malha de transmissão de energia na alocação do despacho de energia do sistema. A análise mostrou que o SIN já possui grande capacidade de absorver a geração de FRVs sem a necessidade da implantação de UHRs. Concluiu-se também em seu trabalho que as UHRs podem oferecer benefícios para a expansão da geração termelétrica de base, para a expansão das FRVs

complementares à estação seca do regime hidrológico do sistema e para o aproveitamento da geração de FRVs em cenários hidrológicos desfavoráveis.

O projeto de P&D denominado Viabilidade das Usinas Reversíveis no SIN liderado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro, utilizou um modelo computacional para identificar locais no Brasil com condições favoráveis de topografia, hidrologia e estimativa de custos de infraestrutura para receber a implantação de UHRs. O modelo computacional identificou 4 milhões de potenciais projetos. A Figura 23 mostra o potencial brasileiro de UHRs diárias ou semanais com custo abaixo de U\$ 0,8 bilhões por GW. A Tabela 5 mostra os 2500 projetos mais baratos encontrados pelo modelo distribuídos pelas regiões do país (GESEL, 2021).

Figura 23 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo diário/semanal



Fonte: GESEL (2021).

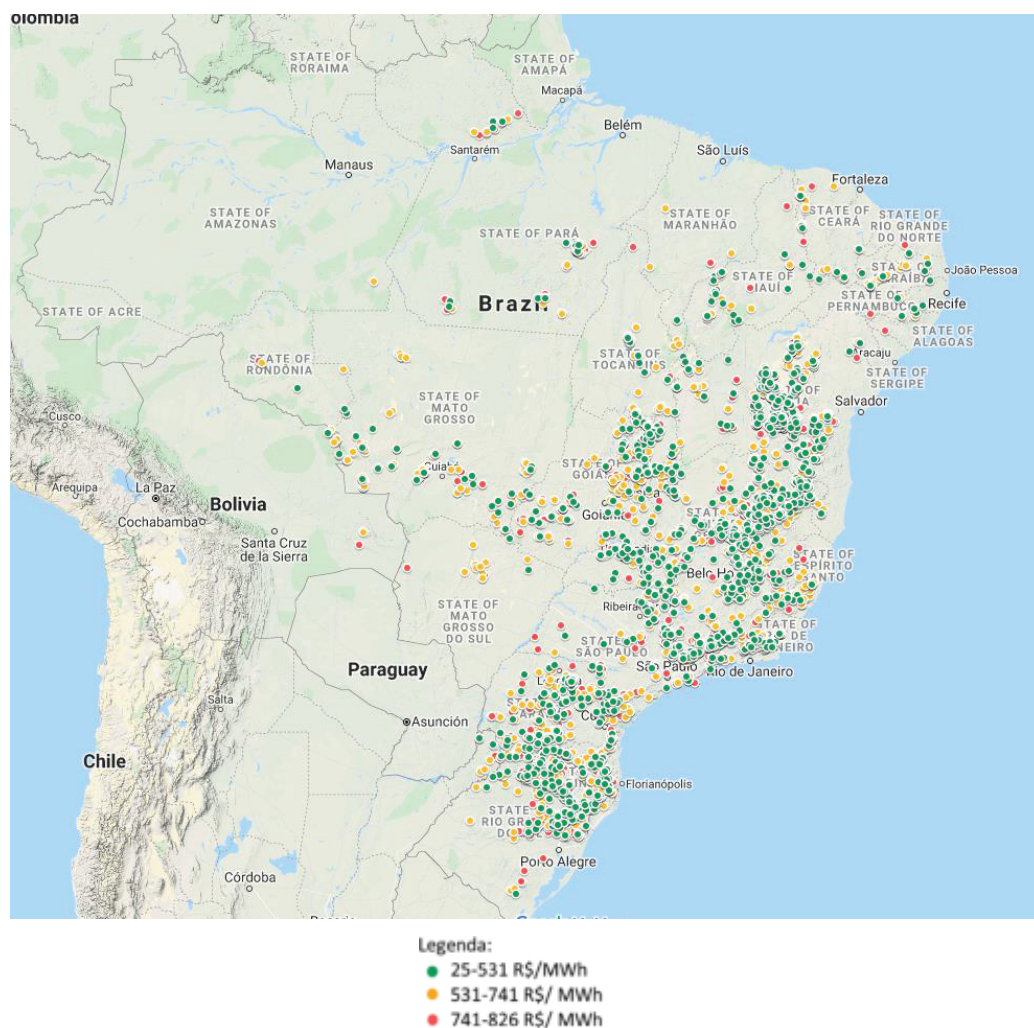
Tabela 5 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo diário/semanal

	Baratos	Médios	Caros
Região Sul			
SC	20	175	64
PR	11	97	41
RS	5	96	26
Total Sul	36	368	131
Região Sudeste			
RJ	51	395	64
MG	37	336	103
SP	28	356	109
ES	19	164	25
Total Sudeste	135	1.251	301
Região Centro-Oeste			
GO	0	32	11
MT	0	4	4
MS	0	4	2
Total Centro-Oeste	0	40	17
Região Nordeste			
BA	0	75	27
CE	0	33	10
PB	0	5	1
RN	0	4	2
PI	0	3	0
Total Nordeste	0	120	40
Região Norte			
TO	0	10	3
RD	0	2	0
PA	0	1	1
Total Norte	0	13	4
Total = 2.454	171	1.792	491

Fonte: GESEL (2021).

Já para UHRs de maior porte, com ciclos operacionais anuais ou plurianuais, as limitações são maiores, pois a grande dimensão dos reservatórios torna necessária a presença de um corpo hídrico de altas vazões, e geralmente são construídas em regiões montanhosas, próximas a cabeceiras de rios com grande potencial de geração hidrelétrica. Dos 4 milhões de projetos desenvolvidos pelo modelo computacional, apenas 5000 tem ciclo operacional mensal e sazonal. A Figura 24 apresenta a localização desses aproveitamentos (GESEL, 2021).

Figura 24 - Distribuição dos projetos de UHR ciclo mensal/sazonal



Fonte: GESEL (2021).

O projeto de P&D citado também discorre sobre os aspectos regulatórios para a viabilidade de projetos de UHRs. Segundo o estudo, mesmo as UHRs se mostrando uma solução promissora para contribuir com a contínua expansão do SIN, seus projetos hoje são totalmente inviáveis, pois o Brasil ainda não tem regras regulatórias que incentivem esse tipo de investimento, ou uma valoração adequada de todos os serviços que uma UHR pode fornecer para a segurança energética. O estudo sugere que alternativas possíveis de se viabilizar projetos de UHRs seriam por meio de um mercado de capacidade ou a possibilidade de contratação a partir de contratos de longo prazo. Dentre elas, a melhor opção seria a contratação por meio de contratos de longo prazo, pois se mostrou a opção mais econômica para o consumidor por ser capaz de realizar a expansão a mínimo custo. Outra vantagem é o fato de o Brasil já

ter uma vasta experiência com leilões de energia e a aplicação desse método de contratação resultaria na viabilização dos projetos de UHR caso as devidas adaptações fossem feitas (GESEL, 2021).

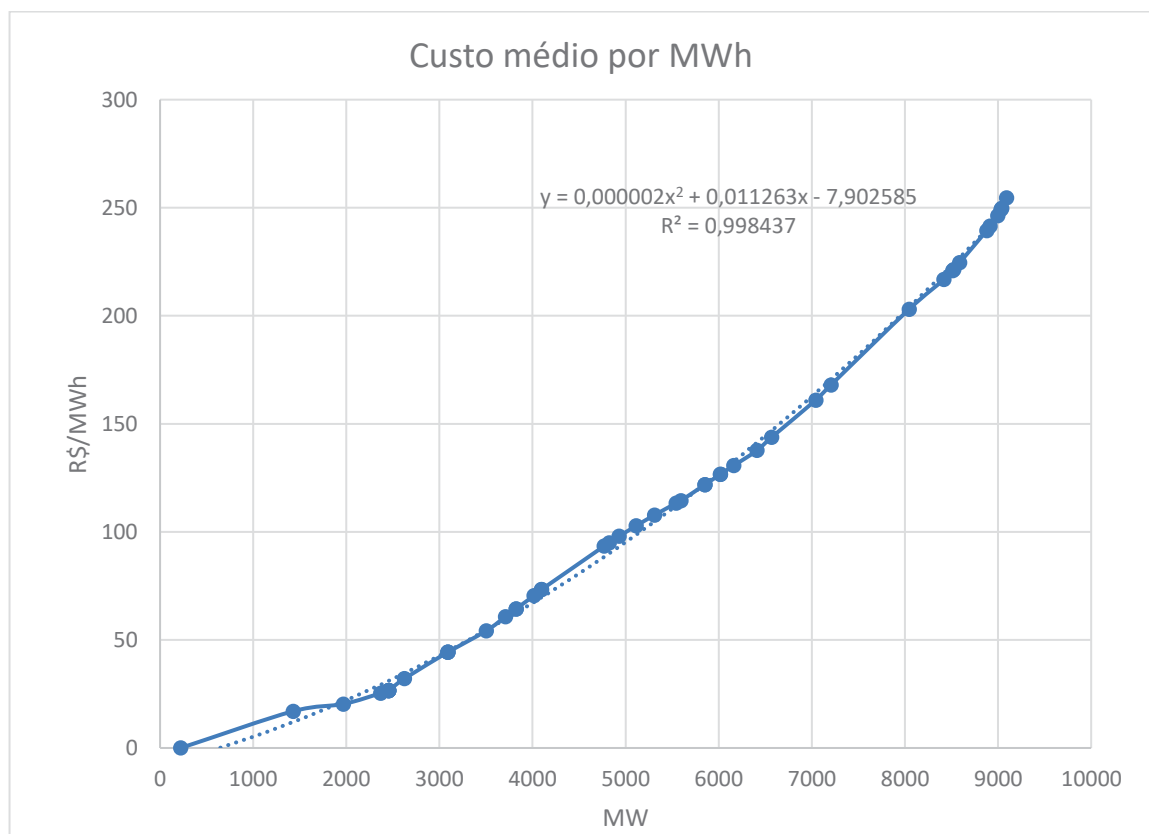
3 MÉTODO

3.1 CONCEPÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do problema parte primeiramente do entendimento de que, pelo fato de o Brasil ter um sistema elétrico de base hídrica, quanto maior a capacidade de armazenamento hidrelétrico do sistema, maior a margem de segurança energética que o operador tem para tomar decisões que priorizem a otimização dos custos da energia.

Outra premissa na qual o problema se baseia é de que a parcela do custo da operação do sistema passível de otimização é majoritariamente composta pelo custo da geração de energia térmica. Esse custo (R\$/MWh) é governado pelas curvas de custo médio da energia térmica – que são as curvas de custo do MW médio x potência disponível acumulada (Figura 25). Essas curvas serão descritas mais detalhadamente na seção 3.7.

Figura 25 – Custo Pela Potência Disponível Acumulada nas usinas térmicas tipo I do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN de Maio de 2017



Fonte: A Autora (2022).

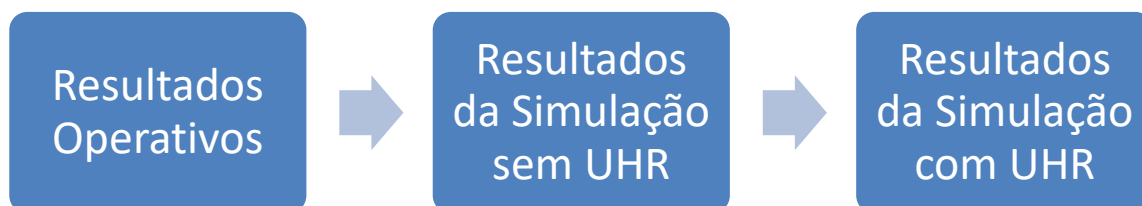
Busca-se analisar se a instalação de uma UHR sazonal tem potencial de diminuir o custo da operação do sistema, aumentar a produtividade de UHEs que elas venham a influenciar ou ainda diminuir variações da geração térmica.

O contexto escolhido para a análise foi o subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) do SIN e por um período de cinco anos (de maio de 2017 até abril de 2022) em uma escala de tempo mensal. Foi escolhido esse horizonte e patamar de tempo pensando nas características do SIN, por ser um sistema majoritariamente hidrelétrico e apresentar diferentes regimes hidrológicos em seu território e ao longo das estações. Dessa forma, considerou-se que as UHRs poderiam beneficiar o sistema no sentido de promover maior capacidade de armazenamento de energia, além de terem o potencial de otimizar o aproveitamento hidrelétrico. A escolha do subsistema SE/CO foi por ser o maior, com maior capacidade de armazenamento e o subsistema com mais dados disponíveis relacionado aos estudos de inventário de UHRs.

Como método de análise, foi utilizado um modelo de otimização não linear que simula a operação de um sistema elétrico hidrotérmico minimizando o custo da operação do sistema. Este custo é contabilizado pela geração da energia térmica e acrescida de eventuais déficits. As variáveis de decisão do modelo são a geração térmica, a geração hídrica, a geração da UHR e o consumo da UHR.

A primeira etapa do problema foi executar simulações do modelo sem a inserção da UHR, para então comparar os resultados do modelo com os resultados operativos do ONS e atestar a coerência da implementação. Na segunda etapa executou-se a simulação do modelo com a inserção da UHR no sistema, para então ser possível comparar os resultados dos cenários com e sem a UHR no sistema. A Figura 26 mostra a comparação pretendida entre os resultados.

Figura 26 – Fluxograma das comparações de resultado esperadas



Fonte: A Autora (2022).

Foram impostas restrições no modelo para que se assegure que as diferenças nos resultados da operação sejam consequência da inserção da UHR no sistema e não de outros fatores operativos. Essas restrições são detalhadas no decorrer deste capítulo, mas vale destacar a restrição do reservatório equivalente, na qual foi imposta que os níveis no início e no fim da simulação devem coincidir com o nível observado nos resultados operativos do ONS.

Outro fator que foi levado em conta para a análise foi a maneira de acionamento da energia térmica. Percebe-se que parte do parque gerador térmico possui contratos de geração térmica inflexível, ou seja, não é 100% da potência do parque térmico que fica disponível para despacho. Essa parcela da geração térmica inflexível (também chamada geração térmica mínima) impacta na curva do custo x potência disponível acumulada das usinas térmicas. Como já foi mencionado, nos próximos 10 anos haverá o término do prazo de concessão de incentivos aos custos de operação das usinas termelétricas, com o término de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Portanto, é válido que se simule a operação do sistema não só em um cenário em que se tenha a vigência desses contratos, mas também em um cenário em que 100% do parque termelétrico esteja irrestrito e disponível para despacho. Assim pode-se atestar se a ordem de mérito vigente no período de análise, que leva em conta os contratos de geração mínima vigente nesse período, impacta o custo operativo em comparação ao cenário no qual não se consideram contratos de inflexibilidade e a ordem de mérito é composta apenas pela ordenação do custo da geração de cada usina. É importante ressaltar que não está se sugerindo um sistema sem geração térmica inflexível, mas sim criando esses cenários para analisar se a geração térmica inflexível vigente é a mais adequada do ponto de vista do custo da operação.

Levando em conta esses fatores, montaram-se quatro cenários, que variam quanto à presença da parcela de geração inflexível das termelétricas e quanto a presença da UHR no subsistema:

- Cenário 1 sem UHR: subsistema com a vigência dos contratos de geração térmica inflexível
- Cenário 2 sem UHR: subsistema com 100% do potencial térmico disponível para despacho

- Cenário 3 com UHR: subsistema com a vigência dos contratos de geração térmica inflexível
- Cenário 4 com UHR: subsistema com 100% do potencial térmico disponível para despacho.

3.2 DADOS OPERATIVOS E UNIDADES DOS DADOS

3.2.1 Unidades dos dados

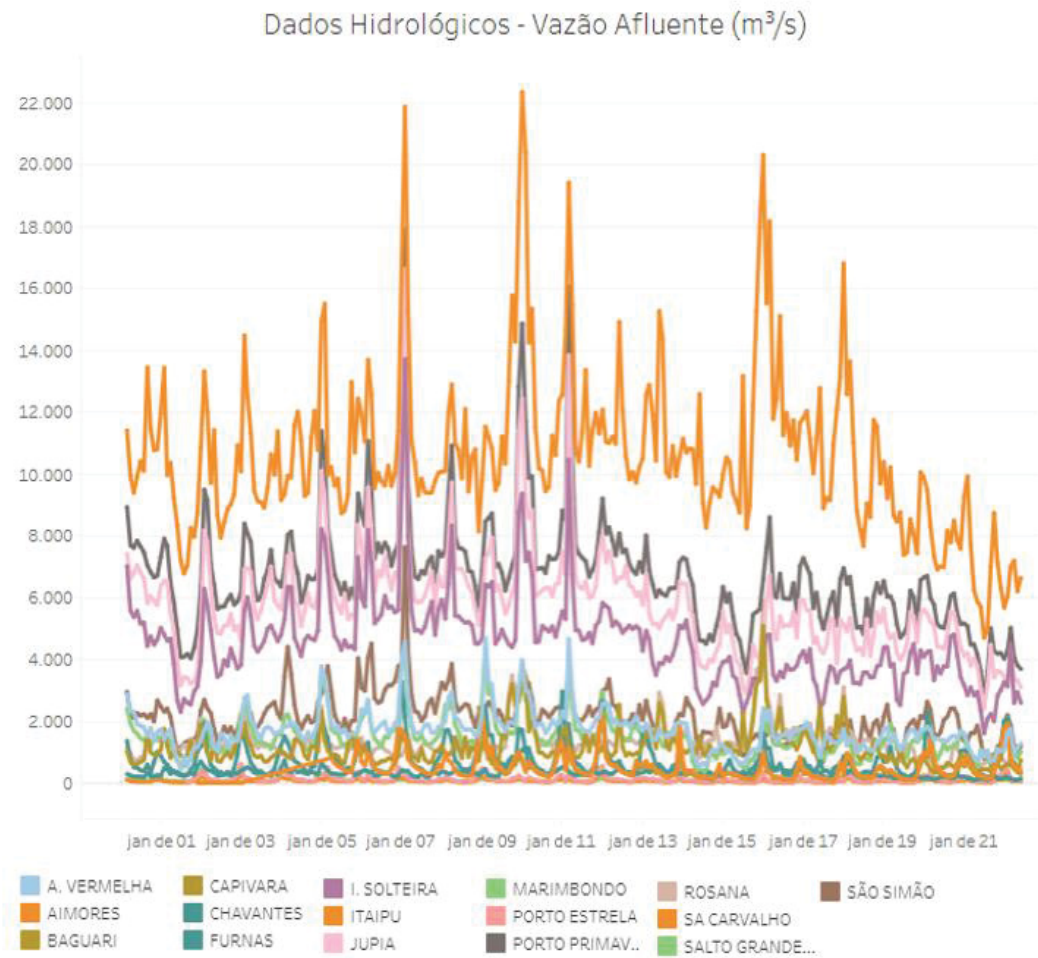
As seguintes definições de unidades são utilizadas pelo ONS e foram adotadas também neste trabalho:

- **MW** - Megawatt = 10^6 watts (potência ativa)
- **MWh/h** - Megawatt hora por hora (potência média na hora)
- **MWmed** - Megawatt médio - 1 MWmed-ano = 8.760 MWh/ano; 1 MWmed-mês = $(24 \cdot 30,5) = 732$ MWh/mês; 1 MWmed-dia = 24 MWh/dia (energia média no intervalo de tempo considerado)

3.2.2 Vazões Afluentes das principais usinas

Na Figura 27 estão as médias mensais das vazões afluentes das principais UHEs da região Sudeste/Centro-Oeste no período de março de 2000 até junho de 2022. O período escolhido para análise foi de maio de 2017 até abril de 2022.

Figura 27 – Média mensal de vazões afluentes de UHEs do Sudeste (2000 até 2022)



Fonte: ONS (2022).

3.2.3 Resultados Operativos e Balanço Energético

Os dados operativos fornecidos pelo ONS servem como parâmetro de comparação para os resultados do modelo, bem como uma forma de calibrá-lo.

As gerações térmica e hídrica são discriminadas no presente modelo como tipo I e tipo II e III. A geração tipo I é a geração proveniente de usinas tipo I, que pela definição do ONS são usinas conectadas na rede básica. Essas têm a programação e o despacho centralizados pelo ONS. Já as usinas do tipo II e III não tem o despacho centralizado (com exceção das usinas do tipo II-A), e por esse motivo, elas integram o modelo como dados de entrada.

Na Tabela 6 tem-se os dados operativos de 3 dos 60 meses de análise, para fins de ilustração. Os dados operativos completos constam no apêndice.

Tabela 6 – Exemplo Dados Operativos

Dados em MWmed no mês (1 MW médio em 1 mês = 732 MWh)								
Mês	Demanda	GH tipo I	GH tipos II e III	GT tipo I	GT tipo II e III	GE	GS	Intercâmbio Líquido (Exportação Líquida)
Nov/20	40061	26885	2146	7254	3264	6,2	248,8	-257
Dez/20	40771	26949	2498	7048	1582	11,2	235,9	-2448
Jan/21	42107	28621	2734	6417	813	13,3	240,7	-3268

Fonte: A Autora (2022).

Nota-se que esses dados atendem a equação do balanço energético, logo serão usados como parâmetro para atestar a coerência dos resultados do modelo de otimização. O balanço energético é dado por:

$$DE = GH_{tipo\ I} + GT_{tipo\ I} + GT_{tipos\ II\ e\ III} + GH_{tipos\ II\ e\ III} + GE + GS - INT \quad (1)$$

Onde:

DE – Demanda de Energia Elétrica do subsistema no patamar de tempo t (MWmed)

$GH_{tipo\ I}$ – Geração Hidrelétrica do tipo I (MWmed)

$GT_{tipo\ I}$ – Geração Termelétrica do tipo I (MWmed)

$GH_{tipos\ II\ e\ III}$ – Geração Termelétrica tipos II e III (MWmed)

$GH_{tipos\ II\ e\ III}$ – Geração Hidrelétrica tipos II e III (MWmed)

GE – Geração Eólica (MWmed)

GS – Geração Solar (MWmed)

INT – Intercâmbio líquido de energia (MWmed)

O intercâmbio representa a troca líquida de energia, ou seja, se o número foi positivo, significa que o subsistema exportou energia para o SIN, se o número for negativo, significa que o subsistema recebeu energia do SIN.

3.2.4 Balanço Hídrico e Cálculo de perda de ENA

As principais variáveis que compõem o balanço hidro energético do modelo são a Energia Armazenada (EAR) e a Energia Natural Afluente (ENA). A EAR é equivalente à energia potencial referente ao volume total armazenado de todos os reservatórios do sistema, expressa em MW médios. A EAR máxima representa a capacidade total de armazenamento do sistema.

A ENA é a soma da energia referente à vazão natural afluente para todas as usinas do sistema (vazão multiplicada pela produtividade média das usinas), expressa também em MW médios. O ONS expressa a ENA armazenável como a energia passível de ser controlada por reservatórios e a ENA bruta como a soma da ENA armazenável e da energia a fio de água. O balanço hídrico do sistema está representado pela equação (2):

$$EAR_t = EAR_{t-1} + ENA_t - GH_t - VT_t - P_t \quad (2)$$

Onde:

EAR_t – Energia armazenada no intervalo de tempo t (MWmês)

EAR_{t-1} – Energia armazenada no intervalo de tempo $t - 1$ (MWmês)

ENA_t – Energia Natural Afluente no intervalo de tempo t (MWmed)

GH_t – Geração Hidráulica no intervalo de tempo t (MWmed)

VT_t – Vertimento no intervalo de tempo t (MWmed)

P_t – Perdas por vertimentos individuais das usinas, evaporação, variação de nível, uso consuntivo e outros, no intervalo de tempo t (MWmed)

Os dados referentes aos resultados operativos do balanço hídrico do sistema nos cinco primeiros meses de análise, estão representados na Tabela 7:

Tabela 7 – Exemplo Dados do Balanço Hídrico

Dados em MWmed no mês (1 MW médio em 1 mês = 732 MWh)							
Mês	EAR t-1	EAR t	ENA t	GH t	VT t	P t (%)	P t
nov de 20	48204	36316	18141	26885	0	17%	3144
dez de 20	36316	38015	29558	26949	0	3%	910
jan de 21	38015	47781	44727	28621	0	14%	6340

Fonte: A Autora (2022).

Como o intervalo de tempo do modelo deste trabalho é mensal, pode-se somar MWmed-mês (medida de energia média em um intervalo de tempo) com MWmês (medida de armazenamento).

O vertimento VT acontece caso o reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste inteiro esteja cheio. Já as perdas P são compostas majoritariamente pelos vertimentos individuais, que acontecem quando o reservatório equivalente não está cheio, ou seja, quando há um ou mais reservatórios ou usinas a fio d'água nos quais ocorrem vertimentos sem o sistema total estar cheio. Para calcular esses vertimentos e outras perdas, LOPES (2008), utilizou dados observados e chegou à conclusão que essas perdas por vertimentos individuais para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste correspondem a 10% da ENA e a perda por evaporação chega a 3%. Para este trabalho, essas perdas foram calculadas também utilizando os dados empíricos, da seguinte forma:

$$P_t = GH_t - (ENA_t + EAR_{t-1} - EAR_t) \quad (3)$$

Onde:

P_t – Perdas de energia no intervalo de tempo t (MWmed)

GH_t – Geração Hidráulica no intervalo de tempo t (MWmed)

ENA_t – Energia Natural Afluentes no intervalo de tempo t (MWmed)

EAR_t – Energia armazenada no intervalo de tempo t (MWmês)

EAR_{t-1} – Energia armazenada no intervalo de tempo $t - 1$ (MWmês)

Essas informações têm como base o EAR mensal observado nos resultados operativos do ONS. Com isso, subtrai-se da geração hídrica observada (GH) a soma da ENA disponível no mês mais a contribuição do reservatório equivalente no mês ($EAR_{t-1} - EAR_t$). Essa diferença é a perda da ENA no mês em MWmed. Dividindo essa perda pela ENA observada no mês, tem-se a perda percentual da ENA.

$$P\%_t = \frac{ED_t}{ENA_t} \quad (4)$$

$$P_t = ENA_t * P\%_t \quad (5)$$

Onde:

$P_{\%t}$ – Perda percentual da ENA no intervalo de tempo t (MWmed)

Chegou-se no resultado de que, durante os cinco anos de análise, a perda da ENA foi, em média, 17%. É importante ressaltar que, como foram usados os dados operativos, as perdas P_t foram calculadas individualmente para cada mês de análise. Esses dados constam no apêndice.

A importância do cálculo dessas perdas é que aplicando-as no balanço hídrico do modelo, impõe-se como limitação que o montante máximo da geração hídrica do modelo equivale ao montante da geração hídrica observada nos dados operativos do ONS. Em outras palavras, se forem somadas a geração hídrica de todos os meses de análise do modelo, o resultado será menor ou igual soma da geração hídrica dos dados operativos nos mesmos meses.

É interessante apontar que essas perdas foram calculadas pois na primeira vez que o modelo foi executado, utilizaram-se os dados de ENA armazenável fornecidos pelo ONS, e os resultados apresentados foram incoerentes; o modelo conseguia zerar a geração térmica, suprimindo toda a demanda com a geração hídrica (que se apresentou bem acima da geração hídrica observada nos resultados operativos).

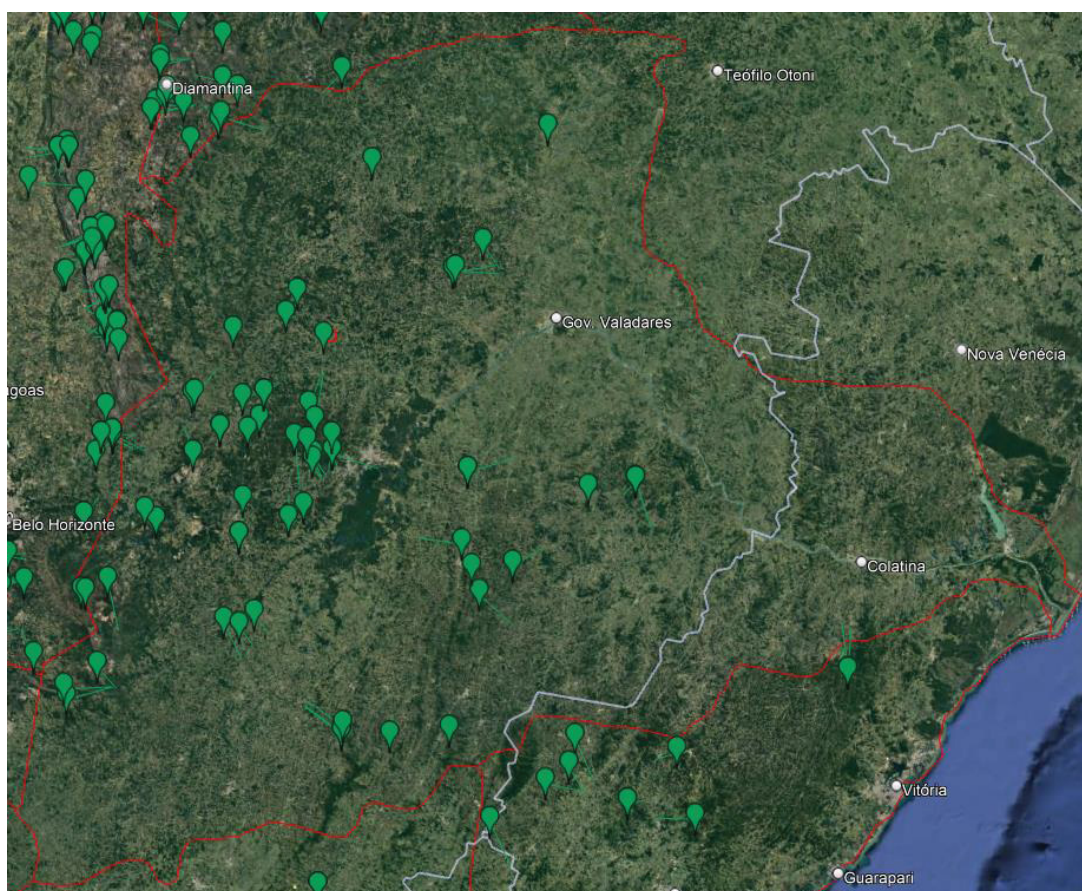
3.3 ESCOLHA DA UHR

A escolha da UHR utilizada na análise se baseou nos resultados do projeto de P&D “Viabilidade das Usinas Reversíveis no SIN”, liderado Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. O estudo foi anteriormente citado no item 2.4. Os resultados contam com mais de 5.000 UHRs sazonais inventariadas. É importante ressaltar que esse estudo utilizou um software que, a partir das características topográficas e hidrológicas, identificou locais apropriados para a instalação de UHRs. Como um dado de entrada para a análise, foi fixado por esse estudo que todas as UHRs, inclusive as de ciclo diário/semanal, teriam potência instalada de 1 GW (GESEL, 2021). A potência instalada de 1 GW pode ser comparável às UHRs sazonais existentes no mundo – a UHR de maior potência

instalada no mundo atualmente é a UHR Bath Country em Virgínia, nos EUA, e tem a potência instalada de 3 GW.

Dentre as UHRs sazonais possíveis, foram adotados alguns critérios para a escolha. O primeiro deles é que a UHR teria que ficar no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que é o subsistema escolhido para a análise. Dessa forma, analisaram-se as bacias hidrográficas que compõem esse subsistema e identificou-se que a bacia do Rio Doce tem condições interessantes para receber uma UHR. A bacia tem um total de 8 aproveitamentos hidrelétricos em operação despachados pelo ONS – atualmente apenas 7 em funcionamento, já que a UHE Candonga está desativada – somando em torno de 1240 MW de potência instalada, além de ter uma capacidade de regulação pequena. As opções de locais existentes na bacia do rio Doce estão representadas na Figura 28, com o contorno da bacia em vermelho e as UHRs inventariadas em verde.

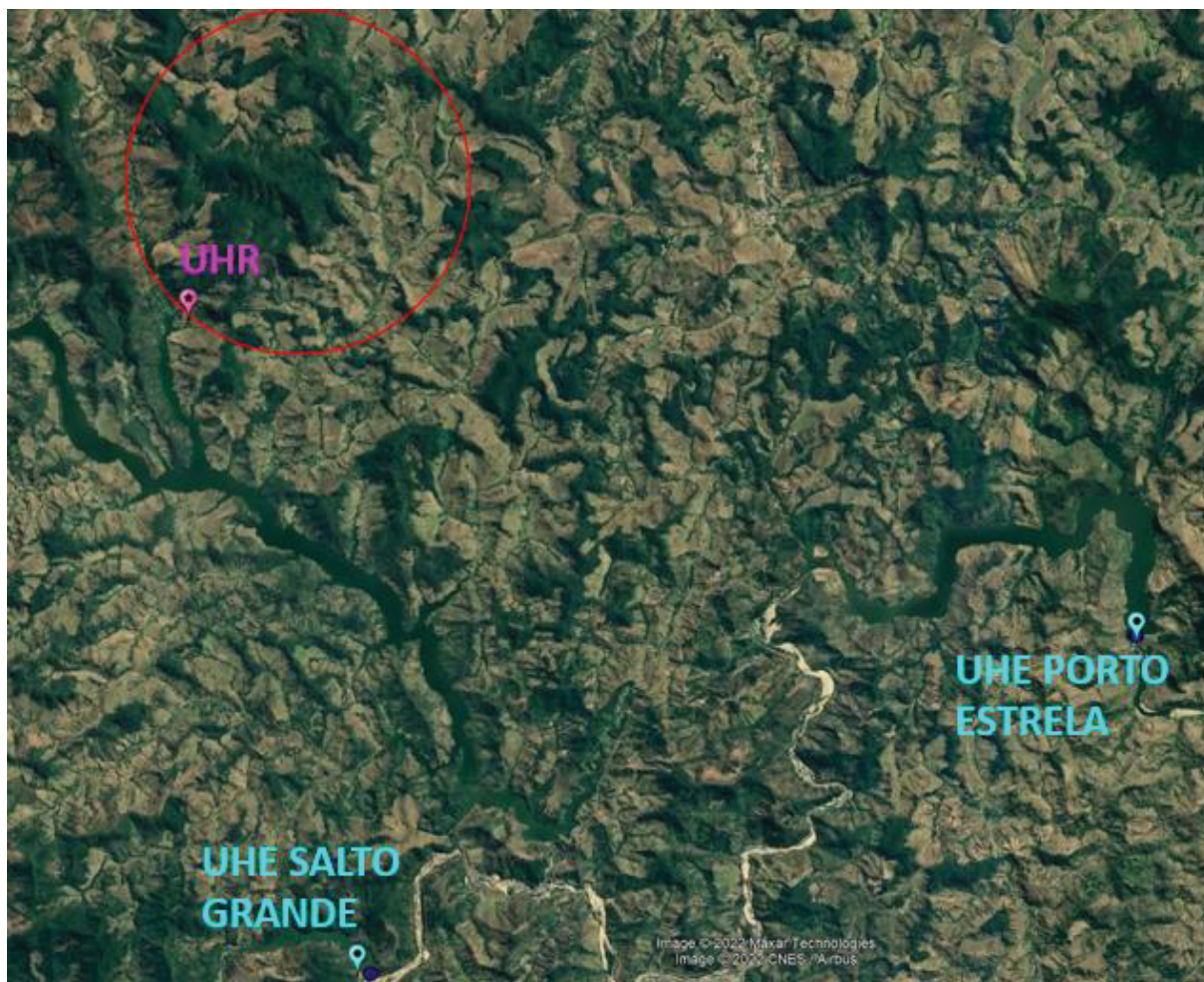
Figura 28 – UHRs Sazonais Inventariadas na Bacia do Rio Doce



Fonte: A Autora, com base nos dados do GESEL e do Google Earth (2022).

Após analisar as opções, identificou-se uma UHR que utiliza o reservatório da UHE Salto Grande como reservatório inferior, conforme mostra a Figura 29, contando com 5 UHEs a jusante na cascata que poderiam ter sua vazão, ou ao menos parte da vazão, regularizada pela UHR.

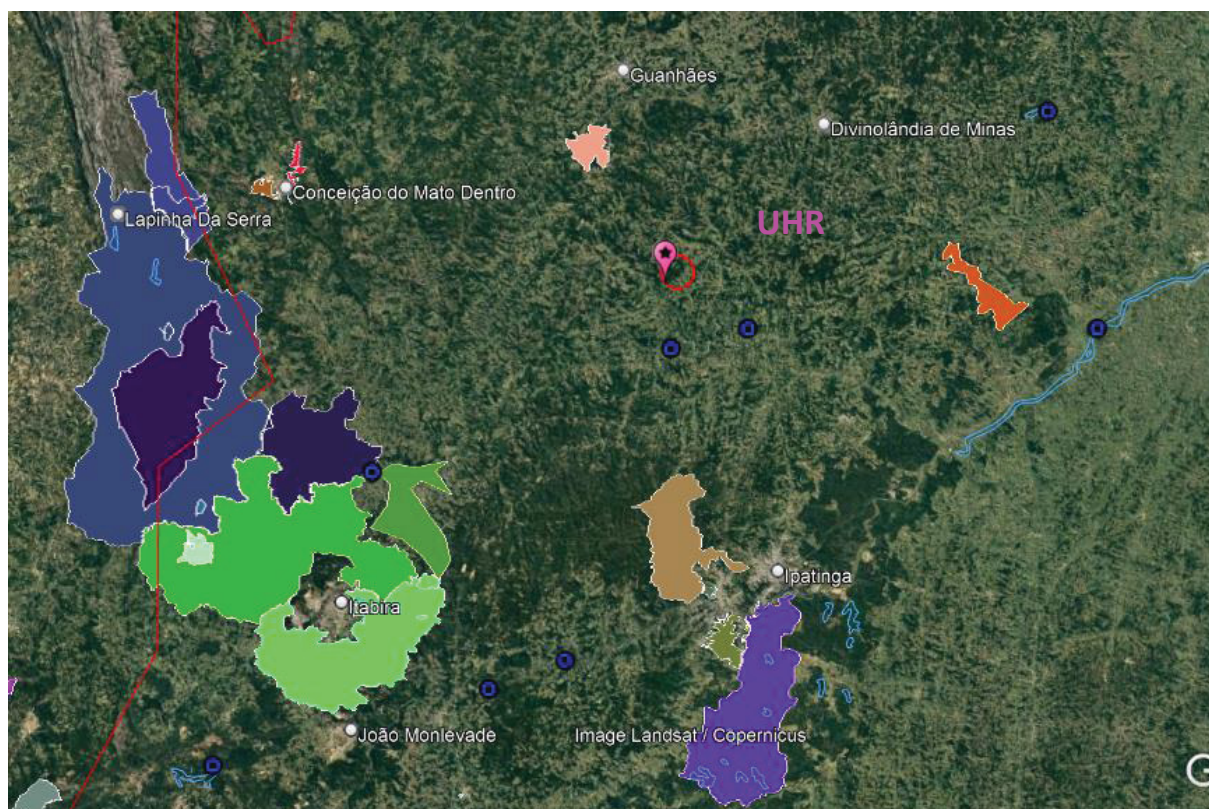
Figura 29 – Localização da UHR e da cascata do rio Santo Antonio/Rio Doce



Fonte: A Autora, com base nos dados do GESEL e do Google Earth (2022).

Analisaram-se também as principais unidades de conservação na região e não se identificou nenhuma unidade na área do empreendimento, como mostra a Figura 30.

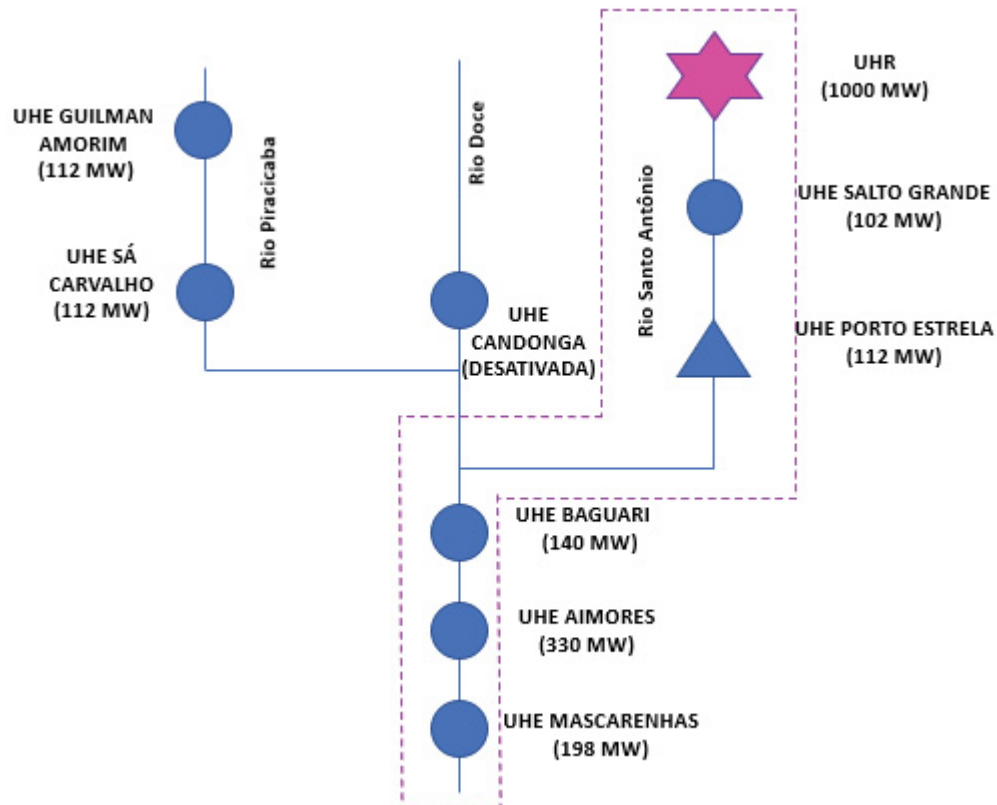
Figura 30 – Unidades de conservação na região da UHR



Fonte: A Autora, com base nos dados do GESEL e do Google Earth (2022).

Na Figura 31 tem-se um esquema da cascata em que a UHR inventariada se encontra. Em contorno pontilhado, estão as UHEs que seriam ao menos parcialmente regularizadas pela operação da UHR.

Figura 31 – Esquema da Cascata do Rio Doce com a UHR



Fonte: A Autora (2022).

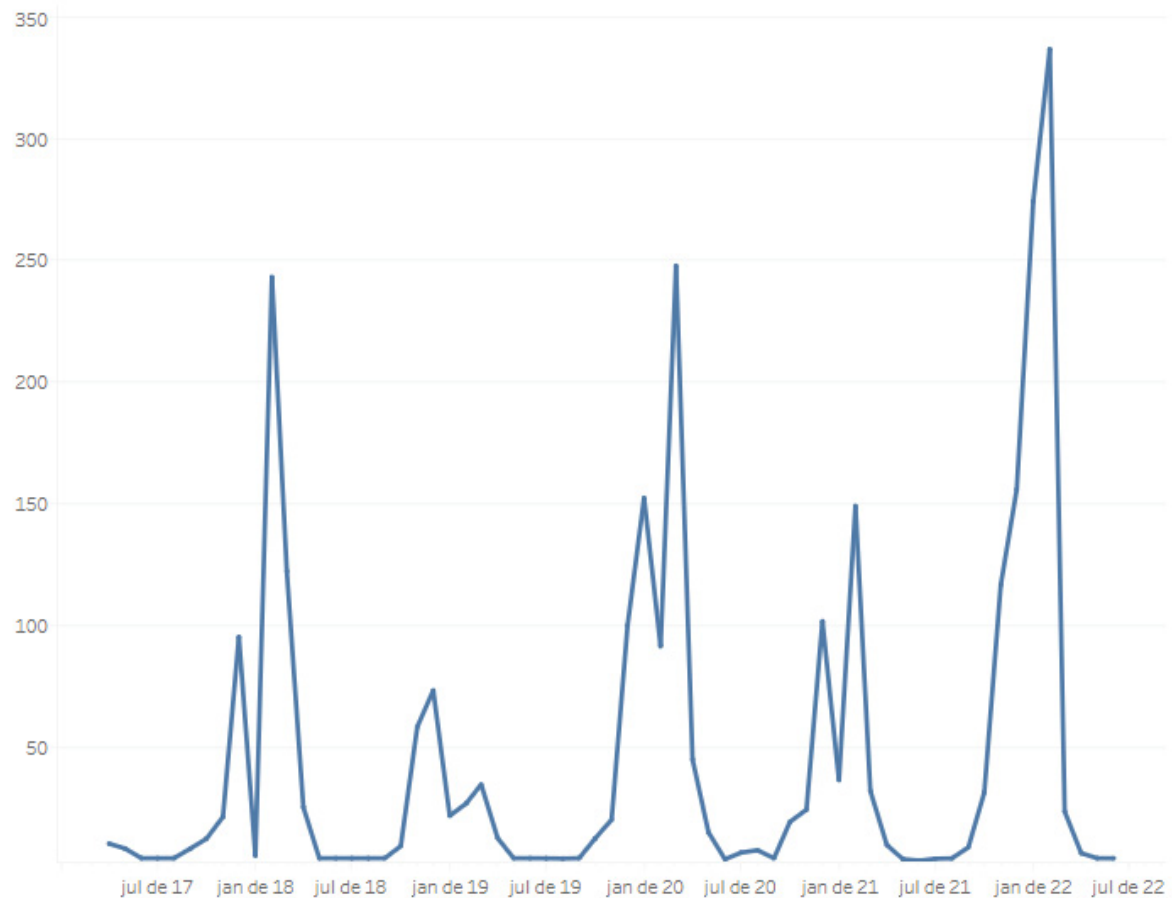
A UHE Salto Grande, usina que será o reservatório inferior da UHR, tem um arranjo com dois reservatórios: o reservatório Santo Antônio e o Reservatório Guanhães. O reservatório Santo Antônio é conectado com o reservatório Guanhães por meio de um túnel a gravidade com vazão máxima de $78 \text{ m}^3/\text{s}$. O reservatório de Guanhães tem, por sua vez, a tomada de água que conduz a vazão para a casa de força, como mostra a Figura 32. O fator que confirmou a escolha dessa UHR foi a observação das curvas de vertimentos dos reservatórios de Guanhães e principalmente do reservatório de Santo Antônio, como mostra a Figura 33. As curvas mostram grandes volumes vertidos, o que significa que há um potencial hidrelétrico desperdiçado que poderia ser aproveitado com a instalação de uma UHR.

Figura 32 – Arranjo UHE Salto Grande



Fonte: CEMIG (2022).

Figura 33 – Vertimentos Reservatório Santo Antônio



Fonte: ONS (2022).

Com a confirmação da escolha dessa UHR para a análise, considera-se também a construção de um novo túnel entre o reservatório de Guanhães e o reservatório de Santo Antônio para se maximizar o aproveitamento dos vertimentos do reservatório de Santo Antônio. Em termos práticos, isso significa que, para fins de análise, considera-se que o reservatório de Santo Antônio e o reservatório de Guanhães são um reservatório só, sem limite de transposição de vazão entre eles. Na Figura 34 tem-se uma aproximação da região em que a UHR está localizada. Em vermelho se tem um círculo de área igual a área de alagamento, para se ter uma percepção da dimensão do reservatório superior da UHR.

Figura 34 – Região da UHR



Fonte: A Autora, com base nos dados do GESEL e do Google Earth (2022).

3.3.1 Dados físicos da UHR escolhida

Os dados disponíveis no estudo do GESEL referente à UHR escolhida para a análise são:

- Latitude da barragem superior (°): -19.06666667
- Longitude da barragem superior (°): -42.80833333
- Latitude do rio inferior (°): -19,079
- Longitude do rio inferior (°): -42,825
- Altitude da base da barragem (m): 611
- Altitude do rio (usado como reservatório inferior) (m): 399
- Queda mínima (m): 212
- Variação do nível do reservatório (m): 60

- Altura da barragem (m): 60
- Comprimento da barragem (km): 0,896
- Potência Instalada (GW): 1,00
- Volume de armazenamento hídrico (km³): 0,893
- Armazenamento energético sem cascata, considerando apenas o coeficiente de produtividade da UHR (TWh): 0,53
- Armazenamento energético com cascata, considerando o coeficiente de produtividade da UHR e das usinas a jusante (TWh): 1,333
- Área alagada (km²): 22,731
- Comprimento do túnel (km): 2
- Número de túneis: 4
- Vazão média do rio (m³/s): 518
- Vazão máxima de bombeamento (m³/s): 534,26
- Custo da barragem (bilhões de R\$): 0,858
- Custo do túnel (bilhões de R\$): 0,331
- Custo da escavação (bilhões de R\$): 0,343
- Custo da turbo/bomba (bilhões de R\$): 0,497
- Outros custos mecânicos (bilhões de R\$): 0,047
- Custo do gerador e elétrica (bilhões de R\$): 0,956
- Custo da terra (bilhões de R\$): 0,003
- Custo total (bilhões de R\$): 3,036

Apesar de se ter o dado referente à energia armazenável da UHR e da cascata, essa informação foi recalculada utilizando o volume do reservatório e os coeficientes de produtividade das usinas na cascata regulada pela UHR. Esses cálculos estão demonstrados na seção a seguir.

3.3.2 Cálculo da capacidade de armazenamento da UHR

Para se manter coerente com o modelo, decidiu-se fazer o cálculo da energia armazenável da UHR a partir dos dados de volume e altura da usina. Para isso os seguintes dados foram usados:

- Volume útil do reservatório é de 0,893 km³, ou $8,93 \cdot 10^8 \text{ m}^3$

- Vazão máxima média durante um mês: $\frac{8,93 \cdot 10^8}{30,5 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 338,9 \text{ m}^3/\text{s}$
- A altura da queda de água adotada é de 251 m
- A eficiência global da UHR é de 77% (88% para bombear e 88% para turbinar).

Optou-se por utilizar a altura de queda fixa de 212 m (altura mínima) para fins de simplificação e pelo fato de que não se tem a curva de volume x nível do reservatório. A vazão média foi calculada durante um mês pois é o intervalo de tempo no qual o modelo será analisado. Com esses dados, pode-se calcular a energia armazenada máxima do reservatório superior da UHR:

$$EAR_{\max UHR} = 338,9 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * 212 \text{ m} * 9810 \frac{\text{N}}{\text{m}^3} * 88\% = 620 \text{ MW} \quad (6)$$

$$620 \text{ MW em um mês} = 620 * 30,5 \text{ dias} * 24 \text{ h} = 454.014 \text{ MWh} = 0,454 \text{ TWh} \quad (7)$$

Para calcular a energia armazenada contando toda a cascata a jusante da UHR, multiplica-se a vazão de 338,9 m³/s pelo coeficiente de produtibilidade das UHEs à jusante e soma-se o resultado com a EAR calculada na equação 6. Esse processo encontra-se na equação (8). Os coeficientes de produtibilidade das UHEs à jusante estão representados na Tabela 8.

Tabela 8 – Coeficiente de Produtibilidade das UHEs da Cascata Santo Antônio

USINA	Coeficiente de Produtibilidade em MW/(m ³ /s)
Salto Grande	0,7682
Porto Estrela	0,4183
Baguari	0,1604
Aimorés	0,2545
Mascarenhas	0,1628
SOMA	1,7643

Fonte: A Autora (2022).

$$EAR_{\max UHR+cascata} = 620 \text{ MWmês} + 338,9 * (0,768 + 0,3183 + 0,1604 + 0,2545 + 0,1628) = 1218 \text{ MWmês} \quad (8)$$

$$1218 \text{ MWmês} = 1218 * 30,5 * 24 = 891576 \text{ MWh} = 0,891576 \text{ TWh} \quad (9)$$

3.3.3 Cálculo do coeficiente de produtibilidade e de consumo da UHR

O coeficiente de produtibilidade da UHR, quando multiplicado pela vazão da turbina, leva à energia produzida por aquela vazão. O coeficiente de produtibilidade pode ser calculado por:

$$\text{coeficiente de produtibilidade} = \frac{h * \gamma * \eta}{10^6} \quad (10)$$

Onde:

h – altura da queda de água (m)

γ – peso específico da água (N/m³)

η – eficiência (%)

A divisão por 10^6 é um ajuste para que o coeficiente de produtibilidade tenha unidade de $\frac{\text{MW}}{\text{m}^3/\text{s}}$. O coeficiente de produtibilidade da UHR fica:

$$\text{coeficiente de produtibilidade} = \frac{212 * 9810 * 88\%}{10^6} = 1,83 \frac{\text{MW}}{\text{m}^3/\text{s}} \quad (11)$$

Lembrando que nessa etapa é referente apenas a vazão turbinada, e não ao sistema como um todo, por isso utiliza-se a eficiência de 88% (e não de 77% que seria a eficiência global). O coeficiente de consumo da UHR tem a mesma função que o coeficiente de produtibilidade, porém calcula o consumo de energia ao bombear uma vazão. Seu cálculo pode ser feito por:

$$\text{coeficiente de consumo} = \frac{h * \gamma}{10^6 * \eta} \quad (12)$$

$$\text{coeficiente de consumo} = \frac{212 * 9810}{10^6 * 88\%} = 2,3633 \frac{\text{MW}}{\text{m}^3/\text{s}} \quad (13)$$

Dividindo o coeficiente de produtibilidade pelo coeficiente de consumo tem-se a eficiência global da UHR, que nesse caso é de 77%. Optou-se também por uma eficiência global de 77% (88% no modo bomba e 88% no modo turbina), pois é uma

eficiência intermediária quando comparada com as eficiências encontradas na literatura (que variam de 70% a 85%).

3.4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Como já foi mencionado anteriormente, o modelo de otimização tem o objetivo de simular a operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste minimizando o custo da operação. O modelo utilizado neste trabalho é uma adaptação do modelo proposto por (LOPES, 2007); em resumo, ele procura atender uma demanda líquida (que é a demanda bruta menos as gerações que entram como dados de entrada) variando a geração hídrica e térmica ao longo do período de análise, de forma que o custo, que é governado pelas curvas de custo x potência disponível acumulada da geração térmica, seja o menor possível.

A Figura 35 mostra os três principais elementos do modelo: o custo da operação, o balanço energético e o balanço hidroenergético. A relação entre esses elementos está descrita nos tópicos a seguir.

- A minimização do custo da operação está sujeita ao balanço energético, pois o custo depende da energia térmica gerada, que é uma variável do modelo
- O balanço energético, está sujeito ao balanço hidroenergético do subsistema (referente à EAR do reservatório equivalente) e da UHR (referente a EAR do reservatório superior), pois é com base nesse balanço que o modelo vai escolher entre gerar energia hidrelétrica ou armazenar a água em cada patamar de tempo.

Figura 35 – Principais elementos do Modelo



Fonte: A Autora (2022).

Foram feitas algumas simplificações em relação ao modelo de Lopes. A primeira simplificação diz respeito ao intercâmbio entre os subsistemas; em seu modelo, Lopes inseriu os 4 subsistemas, sendo uma das variáveis de saída do modelo era o intercâmbio entre os subsistemas. Já no caso deste modelo, fixou-se o intercâmbio líquido do subsistema como dado de entrada, pois há um fluxo grande de energia entre os subsistemas, principalmente entre o Sudeste/Centro-Oeste e o subsistema Nordeste. Então considera-se que os dados operativos de intercâmbio de energia refletem também a complementaridade de geração entre os subsistemas.

A segunda simplificação é referente à composição do custo a ser otimizado. Lopes utilizou os seguintes fatores na composição do custo operacional:

- Custo da geração térmica
- Custo do déficit
- Custo total do intercâmbio
- Custo total do vertimento
- Custo futuro pós horizonte atribuído à diferença entre a capacidade e o estado final de armazenamento de energia.

Desses elementos, optou-se por analisar o custo composto pelo déficit e pelo custo da geração térmica. O custo do intercâmbio não foi considerado pois é um dado de entrada. O custo futuro não foi considerado pois a EAR de início e de final de operação foi fixada para que coincidam com os dados do resultado operativo. O custo

total do vertimento também não foi considerado, pois impôs-se uma restrição que limita o montante máximo da geração hídrica (ou seja, a soma da geração hídrica de todos os meses) ao montante total da geração hídrica observada nos dados operativos. Tal restrição será detalhada nos próximos itens.

A principal limitação do modelo desenvolvido nesse trabalho é que, por se considerar apenas o custo da geração térmica e o custo do déficit, a operação do sistema nas simulações fica totalmente atrelada às curvas do custo da geração térmica, o que não reflete a realidade. Outra limitação do modelo é que não foram consideradas rampas de transição ou penalidades no acionamento de cada unidade de geração térmica nem a diminuição na eficiência para geração abaixo da potência ótima. Isso possibilita com que o modelo opte por uma geração térmica com variações bruscas e picos, sem considerar os patamares que a geração térmica deve respeitar na realidade.

O modelo de otimização foi executado utilizando uma planilha eletrônica do Microsoft Excel, juntamente com o suplemento *Solver*, que tem seus direitos autorais registrados pela empresa *Frontline Systems Inc.* e *Optimal Methods Inc.* Esse *Solver* utiliza o método de otimização não linear *Generalized Reduced Gradient*, apresentado por Abadie & Carpentier em 1965 e aprimorado por Leon Lasdon (NETO, 2017). Esse *Solver* foi escolhido, pois foi o mesmo usado por Lopes (2007).

3.4.1 EQUAÇÕES E RESTRIÇÕES - CENÁRIOS SEM UHR (1 e 2)

As equações que governam o modelo nos cenários sem a inserção da UHR são semelhantes às equações apresentadas no balanço energético e hidroenergético dos dados de operação no item 3.2.

A equação que define o Custo Operacional em cada patamar de tempo é:

$$CO_t = CGTdesp_t + CDEF_t \quad (14)$$

Onde:

CO_t – Custo da Operação no intervalo de tempo t (R\$/MWmed)

$CGTdesp_t$ – Custo da Geração Termelétrica despachável no intervalo de tempo t (R\$)

$CDEF_t$ – Custo do Déficit de atendimento da demanda no intervalo de tempo t (R\$).

O balanço energético do modelo é definido pela seguinte equação:

$$DE_t = GH_{I,t} + GTinf_t + GT_{I,t} + GT_{II e III t} + GH_{II e III t} + GE_t + GS_t + INT_t + DEF_t \quad (15)$$

Onde:

DE_t – Demanda de Energia Elétrica do subsistema no intervalo de tempo t (MWmed)

$GH_{I,t}$ – Geração Hidrelétrica tipo I no intervalo de tempo t (MWmed)

$GTinf_t$ – Geração Termelétrica inflexível no intervalo de tempo t (MWmed)

$GT_{I,t}$ – Geração Termelétrica tipo I no intervalo de tempo t (MWmed)

$GT_{II e III t}$ – Geração Térmica tipo II e III no intervalo de tempo t (MWmed)

$GH_{II e III t}$ – Geração Hidrelétrica tipo II e III no intervalo de tempo t (MWmed)

GE_t – Geração Eólica no intervalo de tempo t (MWmed)

GS_t – Geração Solar no intervalo de tempo t (MWmed)

INT_t – Intercâmbio líquido de energia para o subsistema no intervalo de tempo t (MWmed)

DEF_t – Déficit de atendimento da demanda no intervalo de tempo t (MWmed)

Lembra-se que o intercâmbio representa a exportação líquida de energia (se positivo, o subsistema exportou energia para o SIN, se negativo, o subsistema recebeu energia do SIN). Dos fatores da equação do balanço energético, apenas $GT_{I,t}$ e $GH_{I,t}$ são variáveis de decisão. O DEF_t só é maior que zero caso o modelo não encontre uma solução e o restante dos fatores são dados de entrada. É importante lembrar também que o fator $GTinf_t$ é referente à geração térmica proveniente da geração térmica mínima, sendo só é um dado de entrada não nulo no cenário 1.

Por fim, o balanço hidroenergético é dado pela equação (2) anteriormente apresentada.

3.4.1.1 Problema de Otimização

O problema de otimização dos cenários 1 e 2 pode então ser representado da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } (CO) = CGTdesp + CDEF \quad (16)$$

Sujeito ao balanço de energia já representado na equação (15):

$$DE_t = GH_{I,t} + GTinf_t + GT_{I,t} + GT_{II e III t} + GH_{II e III t} + GE_t + GS_t + INT_t + DEF_t$$

E sujeito ao balanço hidroenergético, já representado na equação (2):

$$EAR_t = EAR_{t-1} + ENA_t - GH_t - VT_t - P_t$$

As restrições impostas no modelo dizem respeito aos limites físicos do sistema, como EAR máxima passível de ser armazenada; limite de potência instalada térmica e hídrica e limites para a geração hídrica referentes à ENA disponível e à quantidade de energia armazenada disponível. São elas:

$$DEF_t \geq 0 \quad (17)$$

$$GH_t \leq ENA_t + EAR_{t-1} \quad (18)$$

$$GH_t \leq CH_t \quad (19)$$

$$GTdesp_t \leq CTdesp_t \quad (20)$$

$$EAR_t \leq EARmax \quad (21)$$

$$EAR_t \geq 0 \quad (22)$$

Onde:

$CTdesp_t$ – Capacidade Térmica disponível para despacho (MW)

CH_t – Capacidade Hídrica instalada no subsistema (MW)

EAR_{max} – Energia armazenada máxima do subsistema (MWmês).

Para facilitar a análise e comparação dos resultados, além das restrições operativas, foi imposto que a EAR do mês zero e a EAR do mês 61, devem ser iguais às respectivas EARs que constam nos resultados operativos:

$$EAR_{04/17} = EAR_{obs04/17} \quad (23)$$

$$EAR_{04/22} = EAR_{obs04/22} \quad (24)$$

Onde:

$EAR_{04/17}$ – Energia armazenada no intervalo de tempo correspondente a abril de 2017 (MWmês)

$EAR_{obs04/17}$ – Energia armazenada segundo os resultados operativos de abril de 2017 (MWmês)

$EAR_{04/22}$ – Energia armazenada no intervalo de tempo correspondente a abril de 2022 (MWmês)

$EAR_{obs04/22}$ – Energia armazenada segundo os resultados operativos de abril de 2022 (MWmês).

Essa restrição, em conjunto com as perdas de ENA calculadas no item 3.2.4, tem como consequência o resultado de que a soma total dos montantes de geração hídrica e a soma total dos montantes de geração térmica dos cenários 1 e 2 devem coincidir entre si e devem ser praticamente iguais aos montantes de geração hídrica e aos montantes de geração térmica observada no mesmo período dos resultados operativos.

3.4.2 EQUAÇÕES E RESTRIÇÕES - CENÁRIO COM UHR (3 e 4)

Nos cenários com a UHR no sistema, a principal diferença na estrutura do modelo é que ele roda o balanço hidroenergético da cascata controlada pela UHR separadamente do balanço hidroenergético do restante do subsistema. Dessa forma, alguns ajustes devem ser feitos para se inserir a UHR no sistema. O primeiro deles é

separar Bacia do Rio Doce do restante do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Os novos termos provenientes dessa separação terão uma notação diferenciada com a presença de uma apóstrofe. Separando a Bacia do Rio Doce do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, tem-se os seguintes termos:

$$EAR'_{max} = EAR_{max} - EAR_{DOCE} \quad (25)$$

$$ENA'_t = ENA_t - ENA_{DOCE} \quad (26)$$

$$CH'_t = CH_t - CH_{DOCE\ t} \quad (27)$$

Onde:

ENA'_t – ENA do subsistema descontada a ENA da Bacia do Rio Doce no intervalo de tempo t (MWmed)

CH'_t – Capacidade Hídrica instalada do subsistema com exceção da Bacia do Rio Doce no intervalo de tempo t (MW)

EAR'_{max} – Energia armazenada máxima do subsistema com e subsistema com exceção da Bacia do Rio Doce (MWmês)

Com a Bacia do Rio Doce separada do restante do subsistema, o primeiro apontamento importante de se fazer é que, para fins de análise, considerou-se que Porto Estrela opera a fio de água, visto que sua capacidade de armazenamento é pouco significativa perto da capacidade de armazenamento da UHR.

Deve-se também definir a parte da bacia que é controlável pela UHR e a parte que não é controlável. A parte da bacia não controlável pela UHR, terá sua geração hídrica abatida diretamente da demanda, já que as UHEs são todas a fio d'água. Inicialmente, já se percebe que as UHEs Guilman Amorim e Sá Carvalho não sofrem influência da regularização de vazão da UHR. Portanto, a soma da geração hídrica dessas usinas entrará como dado de entrada de geração no modelo.

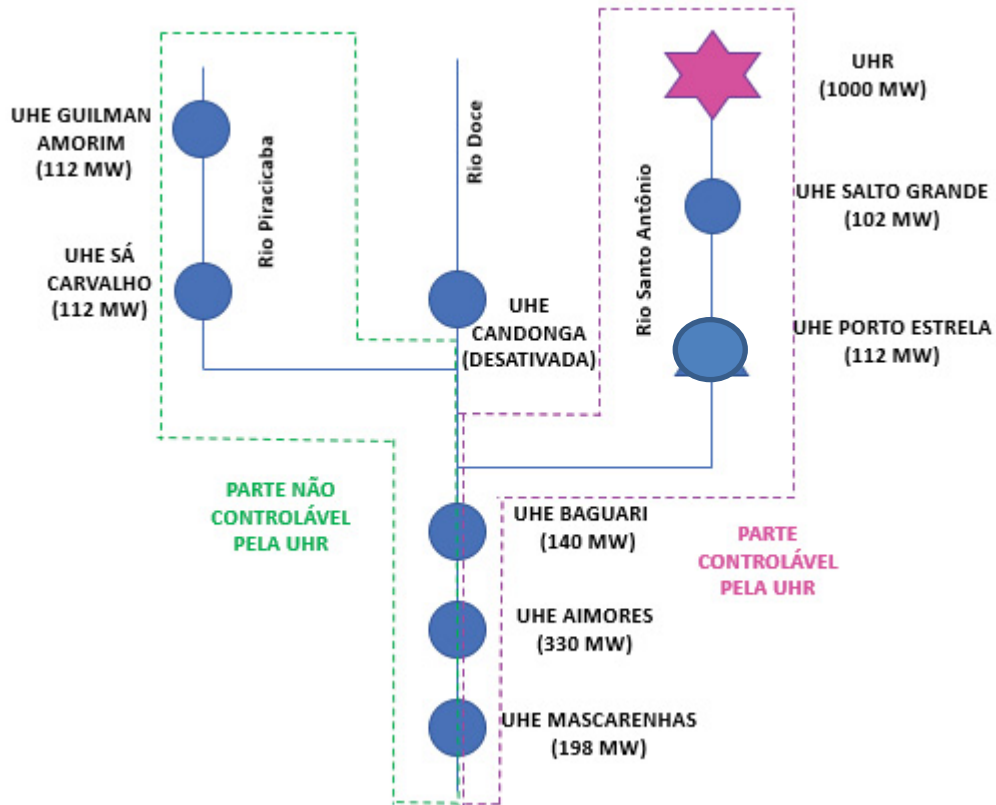
Na sequência, foram observados os dados de vazão afluente de cada UHE presente na cascata do rio Santo Antônio. Fazendo a análise da vazão afluente de cada UHE, a primeira conclusão a que se chega é que os dados de vazão afluente das UHE Salto Grande e da UHE Porto Estrela não são significativamente diferentes

– em alguns momentos a vazão afluyente de Porto Estrela é até um pouco menor que a vazão turbinada de Salto Grande. Portanto, define-se que:

- Porto Estrela está imediatamente a jusante de Salto Grande.
- Como a UHE Salto Grande funciona como reservatório inferior da UHR e definiu-se que, para fins de análise, a vazão afluyente de Salto Grande é a mesma de Porto Estrela, considera-se então que a UHR regula 100% da vazão afluyente de Salto Grande e de Porto Estrela
- A vazão afluyente de Salto Grande, que é a mesma que a de Porto Estrela e é a vazão passível de ser regulada pela UHR, será chamada de Q_{SG}
- A vazão Q_{SG} é a soma das vazões afluyentes dos dois reservatórios que compõem a UHE Salto Grande, como descrito no item 3.3
- A maior vazão sanitária entre Salto Grande e Porto Estrela é a de Salto Grande, correspondente a 18 m³/s. Logo, essa será uma restrição do modelo.

Além das UHEs Salto Grande e Porto Estrela, há ainda 3 UHEs na cascata do Rio Santo Antônio que tem parte de sua vazão afluyente controlada pela UHR e parte não controlada. Essa situação está ilustrada na Figura 36.

Figura 36 – Influência da UHR na Bacia do Rio Doce



Fonte: A Autora (2022).

Para separar a parcela das vazões das usinas Baguari, Aimorés e Mascarenhas que é controlável pela UHR da parcela que não é controlável, fizeram-se os seguintes cálculos:

$$Q_{Bag_{NC,t}} = Q_{Bag_t} - Q_{SG,t} \quad (28)$$

$$Q_{Aim_{NC,t}} = Q_{Aim_t} - Q_{SG,t} \quad (29)$$

$$Q_{Masc_{NC,t}} = Q_{Masc_t} - Q_{SG,t} \quad (30)$$

Onde:

$Q_{Bag_{NC,t}}$ – Parcela da vazão afluyente da UHE Baguari não controlável pela UHR no intervalo de tempo t (m^3/s)

Q_{Bag_t} – Vazão afluyente da UHE Baguari no intervalo de tempo t (m^3/s)

$Q_{SG,t}$ – Vazão afluyente da UHE Salto Grande no intervalo de tempo t (m^3/s)

$QAim_{NC,t}$ – Parcela da vazão afluyente da UHE Aimorés não controlável pela UHR no intervalo de tempo t (m^3/s)

$QAim_t$ – Vazão afluyente da UHE Aimorés no intervalo de tempo t (m^3/s)

$QMasc_{NC,t}$ – Parcela da vazão afluyente da UHE Mascarenhas não controlável pela UHR no intervalo de tempo t (m^3/s)

$QMasc_t$ – Vazão afluyente da UHE Mascarenhas no intervalo de tempo t (m^3/s)

A Tabela 9 mostra as vazões controláveis e não controláveis de cada uma das 5 usinas da cascata durante 3 meses, para exemplificar.

Tabela 9 – Exemplo das vazões na Cascata Santo Antônio

Q em m^3/s								
Mês	Q Salto Grande	Q Porto Estrela	Q Baguari total	Q Baguari Não Controlável	Q Aimorés	Q Aimorés Não Controlável	Q Masca - renhas	Q Masca- renhas Não Controlável
nov de 20	112	112	463	351	556	444	672	560
dez de 20	199	199	637	438	698	499	831	632
jan de 21	118	118	536	418	592	474	717	599

Fonte: A Autora (2022).

Tendo as vazões separadas em controláveis e não controláveis, calculou-se a parcela total de energia gerada não controlável da Bacia do Rio Doce. Essa energia gerada é abatida diretamente da demanda, como já foi mencionado anteriormente. Para esse cálculo, multiplicaram-se as vazões de cada UHE pelos seus respectivos coeficientes de produtividade. Na Tabela 10 estão os coeficientes de produtividade de cada UHE, fornecidos pelo ONS.

Tabela 10 – Coeficientes de Produtibilidade das UHE

USINA	Coeficiente de Produtibilidade em MW/(m³/s)
Salto Grande	0,7682
Porto Estrela	0,4183
Baguari	0,1604
Aimorés	0,2545
Mascarenhas	0,1628

Fonte: ONS (2022).

O cálculo da Energia Hídrica não controlável gerada na Bacia do Rio Doce é feito por meio das equações:

$$GHBag_{NC,t} = (QBag_{NC,t} - QBag_{NC,t} * P\%_t) * 0,1604 \quad (31)$$

$$GHAim_{NC,t} = (QAim_{NC,t} - QAim_{NC,t} * P\%_t) * 0,2545 \quad (32)$$

$$GHMasc_{NC,t} = (QMasc_{NC,t} - QMasc_{NC,t} * P\%_t) * 0,1628 \quad (33)$$

$$GH_{DOCE NC t} = GHsá_t + GHga_t + GHBag_{NC,t} + GHAim_{NC,t} + GHMasc_{NC,t} \quad (34)$$

Onde:

$GHBag_{NC,t}$ – Geração não controlável da UHE Baguari no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHAim_{NC,t}$ – Geração não controlável da UHE Aimorés no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHMasc_{NC,t}$ – Geração não controlável da UHE Mascarenhas no intervalo de tempo t (MWmed)

$GH_{DOCE NC t}$ – Geração não controlável total da Bacia do Rio Doce no intervalo de tempo t (MWmed)

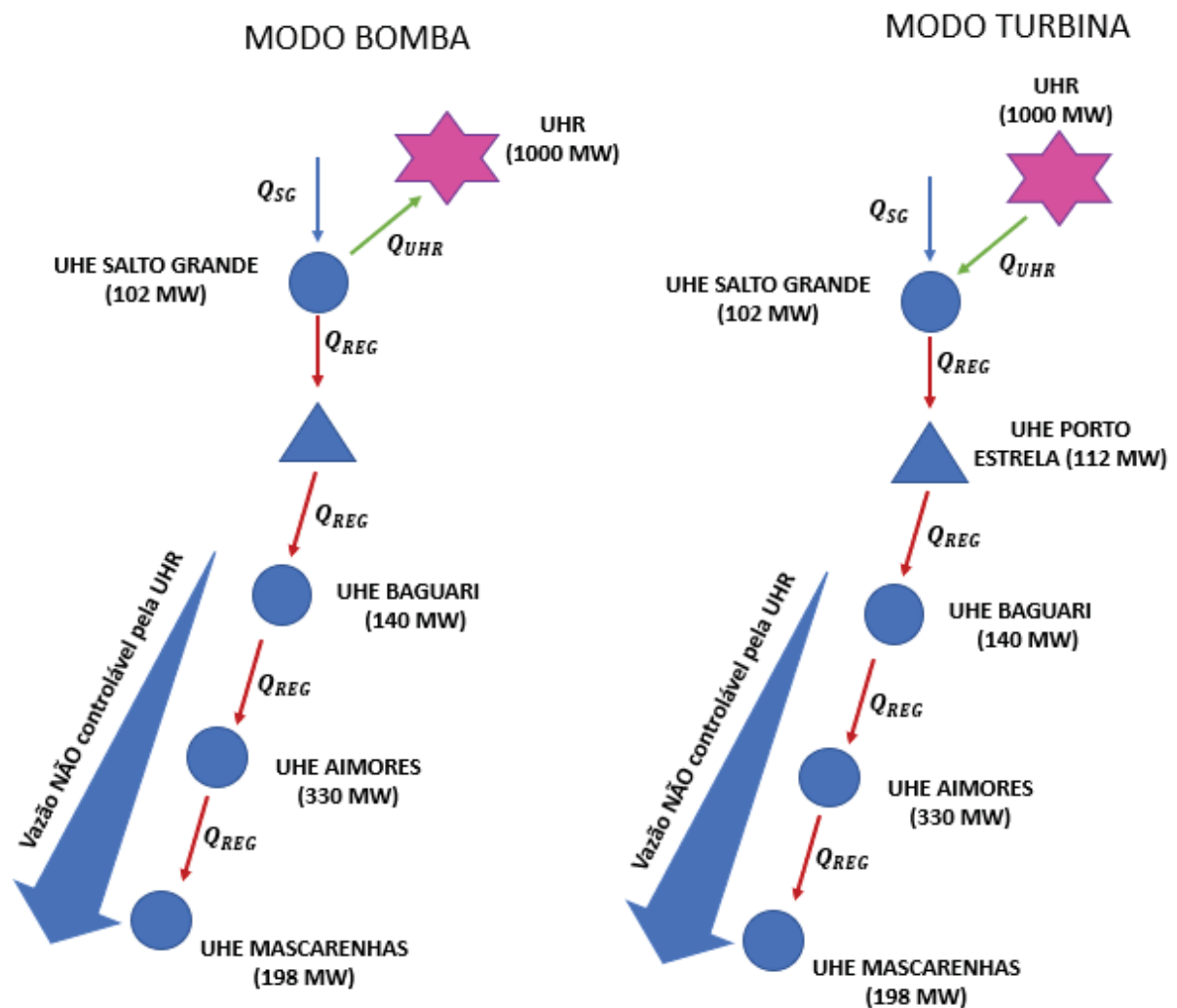
$GHsá_t$ – Geração da UHE Sá Carvalho no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHga_t$ – Geração da UHE Guilmar Amorim no intervalo de tempo t (MWmed).

Tendo definida a geração proveniente da vazão não controlável, agora são apresentadas as definições referentes à vazão passível de ser controlada pela UHR. A Cascata formada pela sequência de usinas Salto Grande, Porto Estrela, Baguari, Aimorés e Mascarenhas é chamada de Cascata Santo Antônio. A vazão afluente

passível de ser regulada (definida anteriormente como $Q_{SG,t}$) tem diferentes possibilidades de caminhos para percorrer dependendo do modo que a UHR operou no intervalo de tempo t (modo bomba ou no modo turbina). Nesse modelo a UHR só pode operar de um modo por intervalo de tempo, ou não operar. Esses diferentes caminhos estão ilustrados na Figura 37.

Figura 37 – Vazões Modo Bomba x Modo Turbina – Cascata Santo Antônio



Fonte: A Autora (2022).

Para se transformar as vazões em energia, deve-se multiplicar a vazão pelo coeficiente de produtividade (ou de consumo, no caso do bombeamento), de acordo com a Tabela 11:

Tabela 11 – Coeficientes de Produtibilidade ou Consumo da UHR e Cascata

Caminho da vazão	Coeficiente em MW/(m³/s)
Q_{UHR} bombeada	2,3633
Q_{UHR} turbinada	1,8302
Q_{REG} que passa pelas 5 UHE da cascata	1,7643
Armazenamento	Coeficiente em MW/(m³/s)
Q_{UHR} bombeada transformada em EAR	3,5945 (1,8302 + 1,7643)

Fonte: A Autora (2022).

Analisando a tabela, percebem-se os possíveis caminhos que a vazão afluente pode fazer uma vez que chega a UHE Salto Grande. Ao ser bombeada, essa vazão passa pela turbina reversível e é multiplicada por 2,3633 MW/(m³/s) para calcular o consumo de energia referente a esse bombeamento. Entretanto, uma vez armazenada no reservatório superior, esse mesmo montante de vazão será multiplicado pelo coeficiente de produtividade de 3,5945 MW/(m³/s), pois ao ser turbinado pela UHR, essa vazão passará não só pela UHR, mas também pelas 5 UHEs da cascata do rio Santo Antônio. Portanto, percebe-se que uma vez bombeada, o valor energético agregado da água aumenta.

Se a UHR está operando no modo bomba, o balanço hidroenergético é governado pelas seguintes equações:

$$EARuhr_t = EARuhr_{t-1} + Q_{UHR,t} * 3,5945 \quad (35)$$

$$Q_{REG,t} = Q_{SG,t} - Q_{UHR,t} \quad (36)$$

$$GH_{SA,t} = (Q_{REG,t}) * 1,76432 \quad (37)$$

$$GH_{UHR,t} = 0 \quad (38)$$

$$B_{UHR,t} = Q_{uhr,t} * 2,3633 \quad (39)$$

Onde:

$EARuhr_t$ – Energia Armazenada no reservatório superior da UHR no intervalo de tempo t (MWmês)

$EARuhr_{t-1}$ – Energia Armazenada no reservatório superior da UHR no intervalo de tempo t-1 (MWmês)

$Q_{REG,t}$ – Vazão regulada pela UHR no intervalo de tempo t (m^3/s)

$Q_{UHR,t}$ – Módulo da vazão que passa pela UHR (m^3/s)

$GH_{SA,t}$ – Geração correspondente à cascata Santo Antônio (MWmed)

$GH_{UHR,t}$ – Geração proveniente apenas da UHR (MWmed)

$B_{UHR,t}$ – Consumo proveniente do bombeamento da UHR (MWmed)

Se a UHR está operando no modo turbina, o balanço hidroenergético fica:

$$EAR_{uhr,t} = EAR_{uhr,t-1} - Q_{uhr,t} * 3,5945 \quad (40)$$

$$Q_{REG,t} = Q_{SG,t} + Q_{UHR,t} \quad (41)$$

$$GH_{UHR,t} = Q_{T,t} * 1,8302 \quad (42)$$

$$GH_{SA,t} = (Q_{REG,t}) * 1,76432 \quad (43)$$

$$B_{UHR,t} = 0 \quad (44)$$

É importante apontar que não adicionou o fator perdas P_t para o balanço hídrico da cascata Santo Antônio pois entende-se que a maior parte dessa perda é causada por vertimentos individuais das UHEs, como mencionado no item 3.2.4. Como a operação das usinas na cascata já está sendo individualizada, os vertimentos, se houverem, serão descontados pelas restrições de limite de potência de cada UHE.

O balanço hidroenergético do restante do subsistema é dado pela seguinte equação:

$$EAR'_t = EAR'_{t-1} + ENA'_t - GH_t - VT_t - P_t \quad (45)$$

O balanço energético do modelo nos cenários 3 e 4 fica:

$$DE_t = GH_{I,t} + GT_{inf,t} + GT_{I,t} + GT_{II e III,t} + GH_{II e III,t} + GE_t + GS_t + INT_t \quad (46)$$

$$+ DEF_t + GH_{DOCE NC,t} + GH_{SA,t} + GH_{UHR,t} - B_{UHR,t}$$

O custo operacional é definido pela equação (14), apresentada anteriormente.

3.4.3 Problema de Otimização

O problema de otimização pode ser representado pela equação (16) que será aqui repetida por conveniência:

$$\text{Minimizar } (CO) = CGT_{desp} + CDEF$$

Sujeito ao balanço de energia representado pela equação (46) e ao balanço hidro energético representado pelas equações (35); (36); (37); (38); (39); (40); (41); (42); (43); (44) e (45).

As restrições impostas no modelo dizem respeito aos limites físicos do sistema, como EAR máxima passível de ser armazenada, tanto pelo reservatório equivalente do sistema quanto pela UHR; limite de potência instalada térmica e hídrica; vazão sanitária da cascata Santo Antônio; e limites para a geração hídrica referentes à ENA disponível e à quantidade de energia armazenada disponível. São elas as equações (17), (20) e as equações

$$EAR'_t \geq 0 \quad (47)$$

$$GH_t \leq ENA'_t + EAR'_{t-1} \quad (48)$$

$$GH_t \leq CH'_t \quad (49)$$

$$EAR'_t \leq EAR'_{max} \quad (50)$$

$$B_{UHR} \leq Q_{SG,t} * 2,3633 \quad (51)$$

$$Q_{REG,t} \geq Q_{sanitária} \quad (52)$$

$$B_{UHR} \leq CH_{UHR} \quad (53)$$

$$GH_{UHR\ t} \leq \frac{EAR_{uhr\ t-1}}{3,5945} * 1,8302 \quad (54)$$

$$GH_{UHR,t} \leq CH_{UHR} \quad (55)(17)$$

$$EAR_{uhr,t} \leq EAR_{\max UHR+cascata} \quad (56)$$

$$GH_{SA,t} \leq CH_{SA} \quad (57)(17)$$

$$GHsg_{TOTAL,t} \leq 102 \text{ MW} \quad (58)$$

$$GHpe_{TOTAL,t} \leq 112 \text{ MW} \quad (59)$$

$$GHBag_{TOTAL,t} \leq 140 \text{ MW} \quad (60)$$

$$GHAim_{TOTAL,t} \leq 330 \text{ MW} \quad (61)$$

$$GHMasc_{TOTAL,t} \leq 198 \text{ MW} \quad (62)$$

Onde:

$CTdesp_t$ – Capacidade Térmica disponível para despacho no intervalo de tempo t (MW)

CH'_t – Capacidade Hídrica instalada do subsistema com exceção da Bacia do Rio Doce no intervalo de tempo t (MW)

$Q_{SG,t}$ – Vazão afluente de Salto Grande no intervalo de tempo t (m³/s)

CH_{UHR} – Capacidade Instalada da UHR (MW)

CH_{SA} – Capacidade Instalada total da Cascata Santo Antônio (MW)

$GH_{SA,t}$ – Geração Hídrica da Cascata Santo Antônio no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHsg_{TOTAL,t}$ – Geração Hídrica da UHE Salto Grande no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHpe$ – Geração Hídrica da UHE Porto Estrela no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHBag_{TOTAL,t}$ – Geração Hídrica total da UHE Baguari no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHAim_{TOTAL,t}$ – Geração Hídrica total da UHE Aimorés no intervalo de tempo t (MWmed)

$GHMasc_{TOTAL,t}$ – Geração Hídrica total da UHE Mascarenhas no intervalo de tempo t (MWmed)

Da mesma forma que nos cenários 1 e 2, nos cenários 3 e 4 também foram impostas restrições quanto à energia inicial e final para facilitar a análise e comparação dos resultados:

$$EAR'_{04/17} = EARobs_{04/17} \quad (63)$$

$$EAR'_{04/22} + EARuhr_{04/22} = EARobs_{04/22} \quad (64)$$

Onde:

$EAR'_{04/17}$ – Energia armazenada no intervalo de tempo correspondente a abril de 2017 (MWmês)

$EARobs_{04/17}$ – Energia armazenada segundo os resultados operativos de abril de 2017 (MWmês)

$EAR'_{04/22}$ – Energia armazenada no intervalo de tempo correspondente a abril de 2022 (MWmês)

$EARobs_{04/22}$ – Energia armazenada segundo os resultados operativos de abril de 2022 (MWmês)

$EARuhr_{04/22}$ – Energia armazenada no reservatório superior da UHR em abril de 2022 (MWmês).

Da mesma forma, a restrição em conjunto com as perdas de ENA calculadas no item 3.2.4 traz como consequência o resultado de que a soma total dos montantes de geração hídrica e a soma total dos montantes de geração térmica dos cenários 1, 2, 3 e 4 devem coincidir entre si e devem ser praticamente iguais aos montantes de geração hídrica e aos montantes de geração térmica observada no mesmo período dos resultados operativos.

3.5 DADOS DE ENTRADA

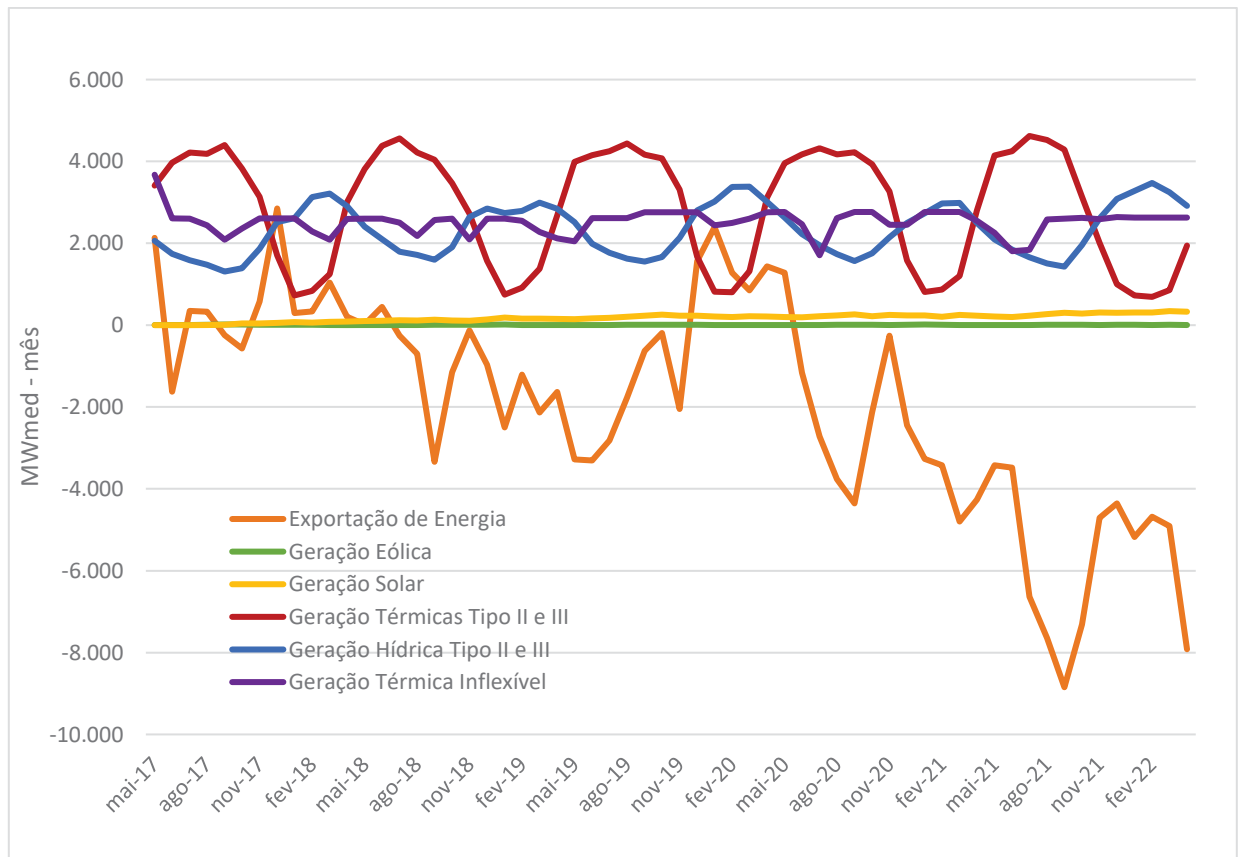
Os dados de entrada do modelo foram retirados dos dados abertos disponíveis no site do ONS.

Os dados de entrada de geração e demanda ao longo do tempo são:

- Demanda de energia (MWmed)
- Geração térmica inflexível (MWmed)
- Geração Hídrica tipos II e III (MWmed)
- Geração Térmica tipos II e III (MWmed)
- Geração Eólica (MWmed)
- Geração Solar (MWmed)
- Exportação de Energia (MWmed)
- Energia Natural Afluente armazenável (MWmed)

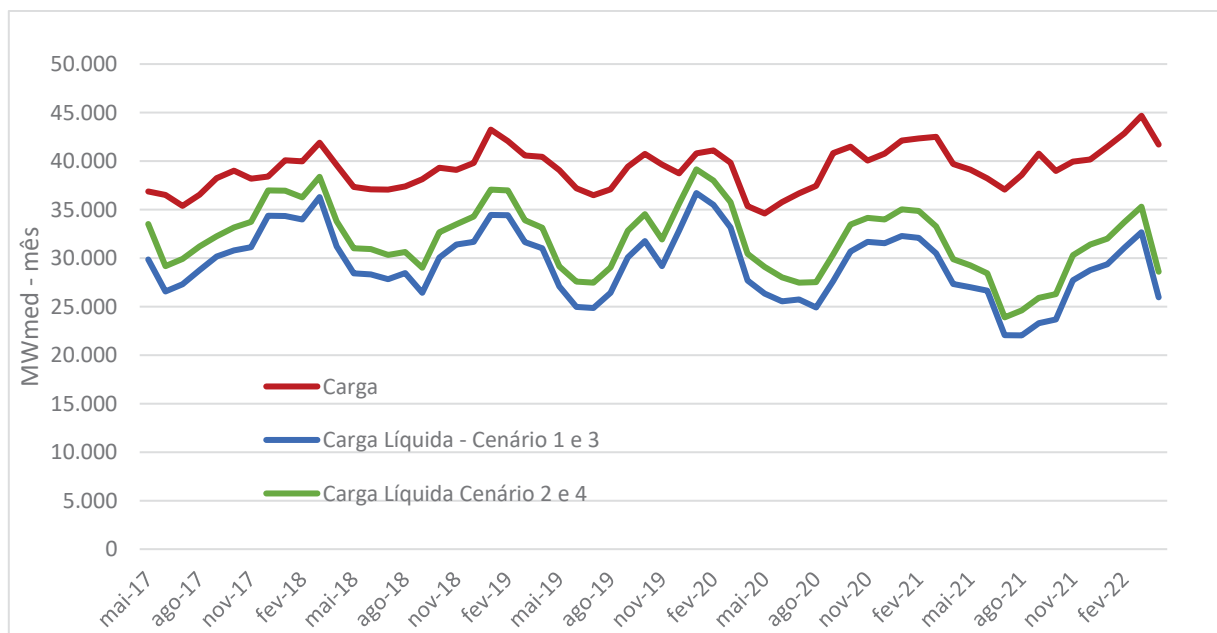
Na Figura 38 tem-se um panorama dos dados de geração e intercâmbio utilizados para a análise. É importante ressaltar que a geração térmica inflexível (geração térmica mínima) só será considerada no cenário 1 e 3. Na Figura 39 estão representados a carga bruta e as cargas líquidas. Na Figura 40 está representada a ENA.

Figura 38 – Dados de Entrada - Geração e Intercâmbio



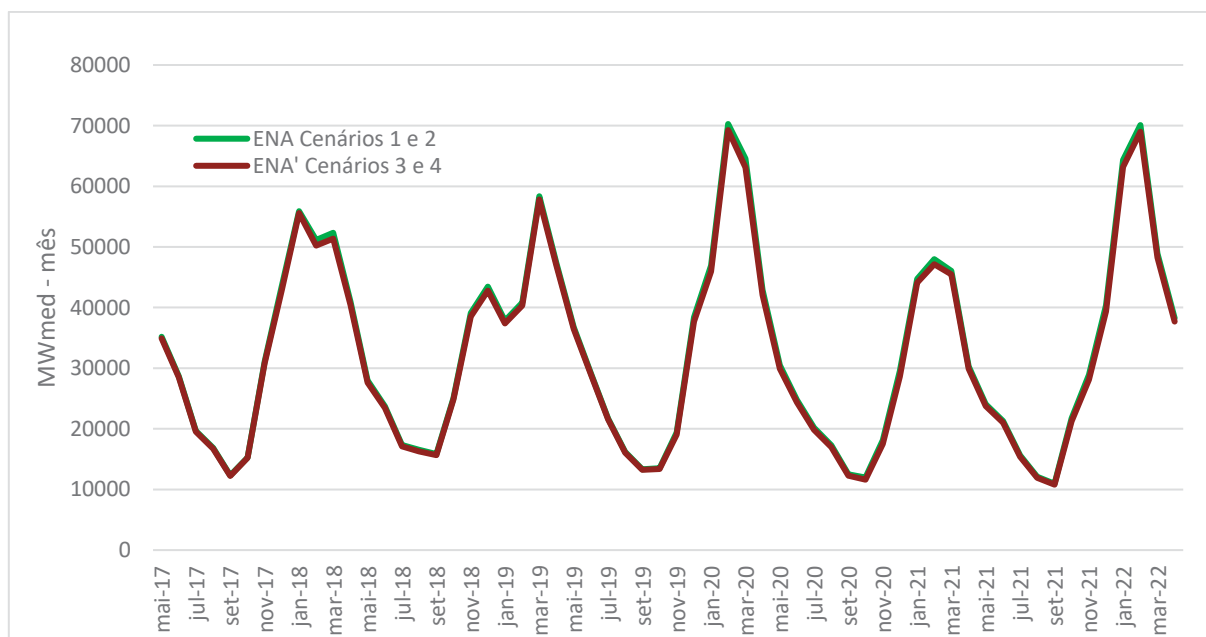
Fonte: A Autora (2022).

Figura 39 – Dados de Entrada - Carga



Fonte: A Autora (2022).

Figura 40 – Dados de Entrada – ENA

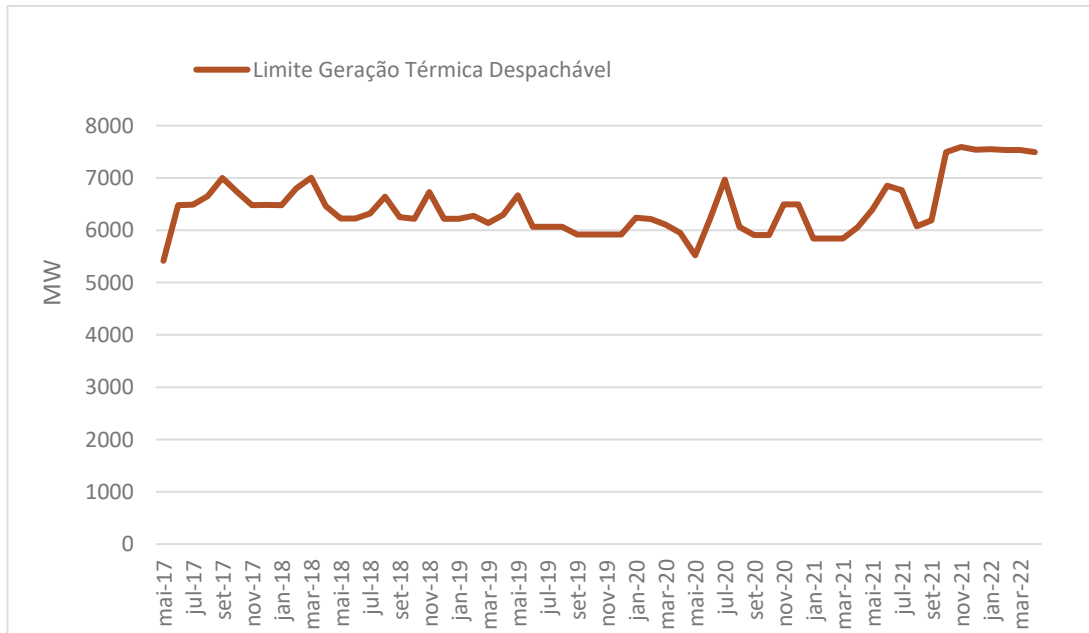


Fonte: A Autora (2022).

Os dados de entrada fixos, referentes aos Cenários 1 e 2 (sem UHR) são:

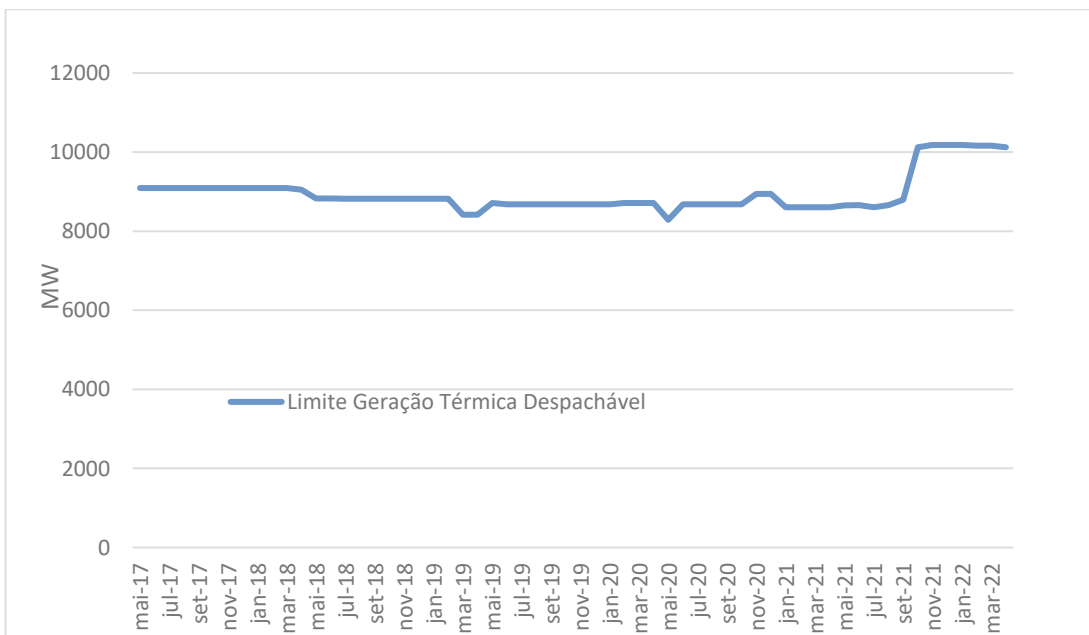
- Capacidade máxima de geração termelétrica cenário 1 disponível para despacho: Figura 41
- Capacidade máxima de geração termelétrica cenário 2 disponível para despacho: Figura 42
- Capacidade máxima de geração hídrica disponível para despacho: figura: Figura 43
- Energia Armazenada EAR no mês zero de análise: 85.117 MWmed
- Energia Armazenada EAR no último mês de análise: 136.088 MWmed
- Capacidade Máxima de Armazenamento do subsistema: 202.560 MWmês.

Figura 41 – Limite Geração Térmica Despachável Cenários 1 e 3



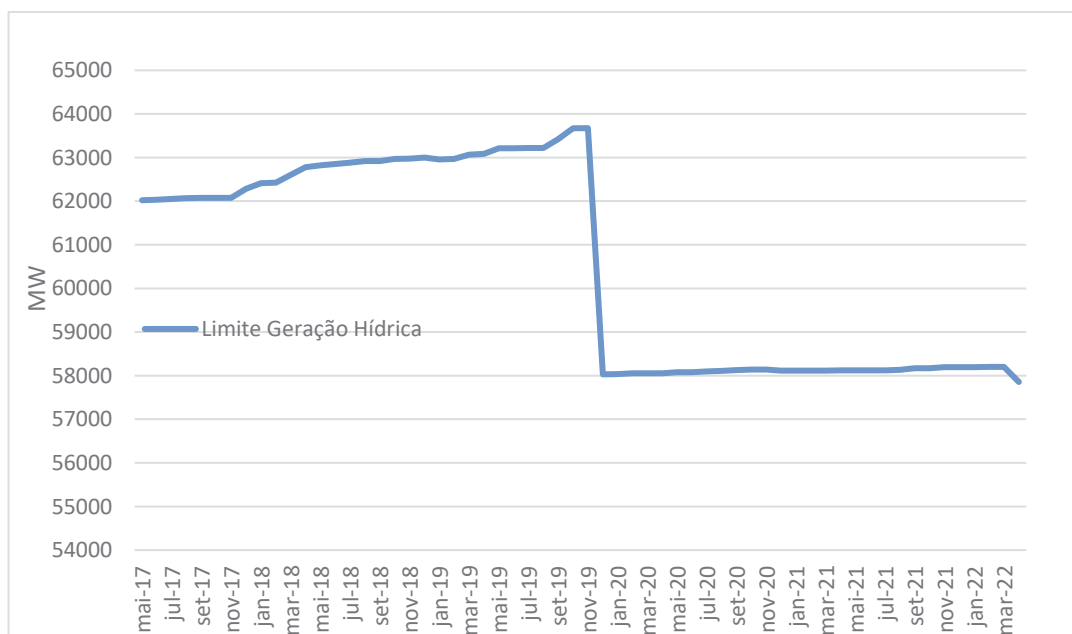
Fonte: A Autora (2022).

Figura 42 – Limite Geração Térmica Despachável Cenários 2 e 4



Fonte: A Autora (2022).

Figura 43 – Limite Geração Hídrica por Potência Instalada



Fonte: A Autora (2022).

Os dados de entrada fixos, referentes aos Cenários 3 e 4 (sem UHR) são:

- Capacidade máxima de geração termelétrica disponível para despacho cenário 3: Figura 41
- Capacidade máxima de geração termelétrica disponível para despacho cenário 4: Figura 42
- Vazões referentes às UHEs da cascata Santo Antônio estão no apêndice
- Potência Instalada da UHR: 1000 MW
- Potência Instalada das UHEs da Cascata Santo Antônio, sendo dadas pela Tabela 12.

Tabela 12 – Potência das UHEs da Cascata Santo Antônio

USINA	Potência (MW)
Salto Grande	102
Porto Estrela	112
Baguari	140
Aimorés	330
Mascarenhas	198

Fonte: A Autora (2022).

- Energia Armazenada no mês zero de análise referente ao reservatório superior da UHR: tanto no cenário 3 quanto no cenário 4 foram feitas duas simulações diferentes, uma em que o reservatório superior começava vazio e outra em que o reservatório superior começava com metade de sua capacidade (609 MWmês ou 445.788 MWh).
- Coeficientes de produtividade das UHEs e da UHR: Tabela 10 e Tabela 11.

3.6 DADOS DE SAÍDA

Os dados de saída retornados pelo modelo são:

- EAR de cada patamar de tempo (com exceção do primeiro e do último)
- EAR da UHR de cada patamar de tempo (com exceção do primeiro e do último)
- Geração hídrica tipo I de cada patamar de tempo
- Geração térmica tipo I de cada patamar de tempo
- Geração da UHR referente ao modo turbina de cada intervalo de tempo
- A geração de cada uma das 5 UHEs que compõem a cascata do rio Santo Antônio em cada intervalo de tempo
- Consumo da UHR referente ao modo bomba em cada intervalo de tempo.

3.7 CURVAS DE CUSTOS POTÊNCIA ACUMULADA DA GERAÇÃO TÉRMICA

Como já foi mencionado anteriormente, o custo da operação da energia térmica é governado pelas curvas de custo médio do MWh x Potência disponível acumulada. Dessa forma, foram calculadas duas dessas curvas para cada um dos 60 meses de análise. Nos cenários 1 e 3 considera-se que há a geração térmica mínima, ou seja, há contratos de energia térmica inflexível. Portanto, a curva só é composta pela potência térmica disponível para despacho, excluindo-se a potência que já está comprometida pelos contratos. Já nos cenários 2 e 4 considera-se que não há

contratos vigentes, ou seja, todo parque gerador térmico está disponível para despacho.

A seguir, tem-se o exemplo de uma dessas curvas, para fins de ilustração. Todas as curvas constam no apêndice. A Tabela 13 apresenta a capacidade de cada UTE, os contratos de geração térmica inflexível e seu custo. Esses dados foram retirados do *deck* de dados do Newave disponíveis no site da CCEE e são referentes ao mês de novembro de 2021.

Tabela 13 - Capacidade e Custo das UTEs disponível ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN (Fevereiro/2022)

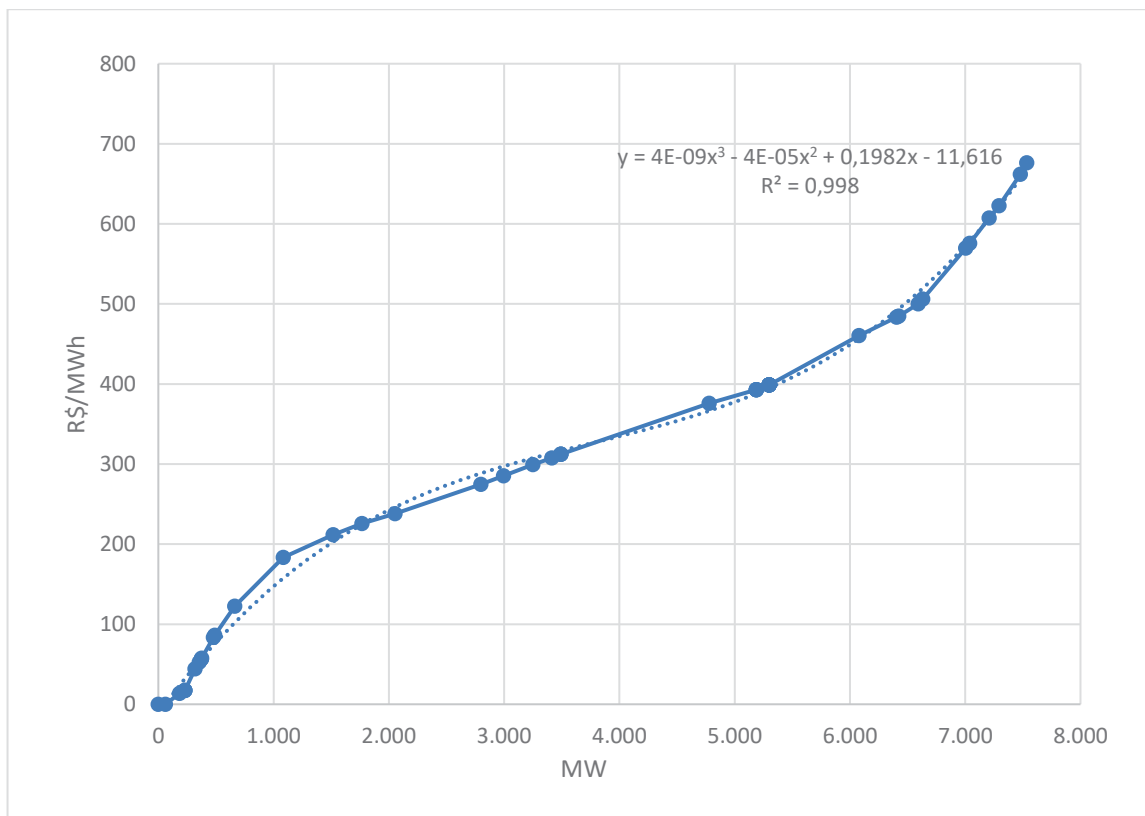
NOME	Potência (MW)	Potência Real (MW) (descontando indisponibilidades)	Custo (R\$/MWh)	Geração Mínima Real (MW)	Disponível para Despacho (MW)
DO ATLAN_CSA	255	231	0	231	0
T. NORTE I	64	61	0	0	61
ANGRA 2	1350	1202	20	1080	122
ANGRA 1	640	558	31	510	48
MARLIM AZUL	0	0	85	0	0
NORTEFLU-1	400	400	102	400	0
NORTEFLU-2	100	87	116	0	87
ONCA PINTADA	50	43	124	7	37
STA VITORIA	41	31	134	13	18
GNA P. ACU 3	0	0	172	0	0
PREDILECTA	5	5	176	1	4
CUBATAO	216	188	178	86	102
DO ATLANTICO	235	212	209	202	11
NORTEFLU-3	200	174	225	0	174
BAIXADA FLU	530	421	279	0	421
ST.CRUIZ NOVA	500	431	283	0	431
ST.CRUIZ 34	436	249	310	0	249
TRES LAGOAS	350	287	315	0	287
TERMORIO	1036	847	375	101	746
LINHARES	204	196	435	0	196
SEROPEDICA	360	255	464	0	255
PIRAT.12 G	200	164	470	0	164
JUIZ DE FORA	87	79	523	0	79
KARKEY 013	0	0	528	0	0
KARKEY 019	0	0	528	0	0
GNA I	1338	1285	548	0	1285
N.PIRATINING	572	410	593	0	410
EDLUX X	0	0	616	0	0
PORSUD I	0	0	632	0	0

NOME	Potência (MW)	Potência Real (MW) (descontando indisponibilidades)	Custo (R\$/MWh)	Geração Mínima Real (MW)	Disponível para Despacho (MW)
PORSUD II	0	0	635	0	0
NORTEFLU-4	127	111	678	0	111
EPP II	0	0	750	0	0
EPP IV	0	0	750	0	0
R. JANEIRO I	0	0	750	0	0
LINHARES PCS	0	0	750	0	0
MP PAULINIA	0	0	750	0	0
POVOACAO 1	0	0	750	0	0
VIANA 1	0	0	750	0	0
TERMOMACAE	929	781	879	0	781
T.NORTE 2	349	326	911	0	326
R.SILVEIRA	25	16	978	0	16
VIANA	175	170	1083	0	170
PALMEIRAS GO	176	40	1492	0	40
CUIABA G CC	529	372	1700	0	372
DAIA	44	35	1826	0	35
W. ARJONA	177	169	1922	0	169
GOIANIA II	140	85	1926	0	85
IBIRITE	226	186	2201	0	186
XAVANTES	54	54	2630	0	54

Fonte: A autora, com base nos dados da CCEE (2022).

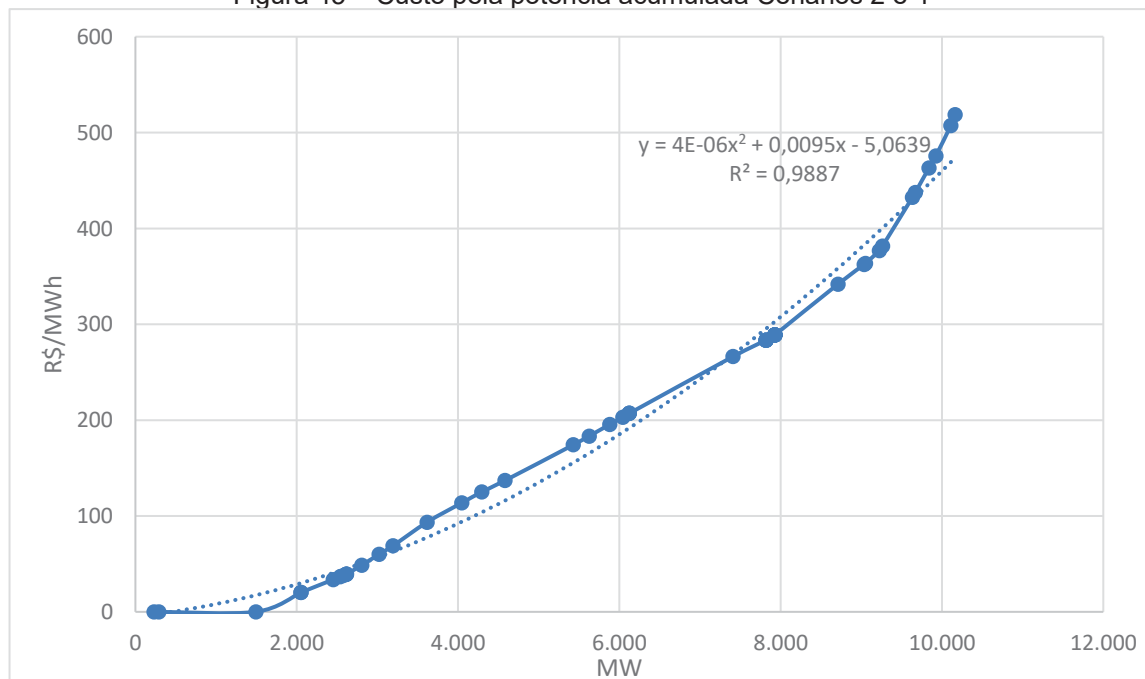
Ordenando as UTEs em ordem crescente de custo por MW, chega-se às curvas de custo pela potência disponível para despacho acumulada para os dois cenários analisados: com e sem os contratos de geração inflexível. A Figura 44 é referente aos cenários 1 e 3, nos quais a capacidade térmica disponível para despacho é diferença entre a capacidade total e os contratos de geração inflexível. Já a Figura 45 faz referência aos cenários 2 e 4, nos quais toda a capacidade térmica está disponível para despacho.

Figura 44 - Custo pela potência acumulada Cenários 1 e 3



Fonte: A Autora (2022).

Figura 45 – Custo pela potência acumulada Cenários 2 e 4



Fonte: A Autora (2022).

As curvas de tendência polinomiais de cada um dos gráficos foram usadas para a atribuição de custo da energia térmica despachável no modelo de otimização. Essa é uma limitação do problema, pois a linha de tendência é uma aproximação para atribuir o custo da geração térmica.

Já o custo dos eventuais déficits de energia elétrica utilizada no modelo, foi o valor de R\$ 7643,82/MWh, divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2022). Para comparação, Lopes usou um custo de déficit de 2000,00/MWh no ano de 2007.

4 RESULTADOS

Os resultados são apresentados na seguinte forma:

- Na seção 4.1 são apresentados os resultados do custo de operação dos cenários 1 e 2.
- Na seção 4.2 são apresentadas comparações dos resultados do cenário 1, cenário 2 e dados operativos.
- Na seção 4.3 são apresentados os resultados do cenário 3: com UHR e com a vigência dos contratos de geração térmica inflexível (geração térmica mínima).
- Na seção 4.4 são apresentados os resultados do cenário 4: com UHR e sem a vigência dos contratos de geração térmica inflexível.
- Na seção 4.5 são apresentadas comparações dos resultados do cenário 1 com o cenário 3, do cenário 2 com o cenário 4 e algumas comparações com os dados operativos.

O primeiro resultado importante que se observou em todos os cenários é que não houve em nenhum momento déficit de energia. Ou seja, o modelo conseguiu achar uma solução que atendesse a demanda, respeitando as restrições impostas em todos os cenários.

4.1 RESULTADOS DO CUSTO DA OPERAÇÃO DOS CENÁRIOS 1 E 2

A Tabela 14 resume os resultados do custo da operação médio para os cenários 1 e 2.

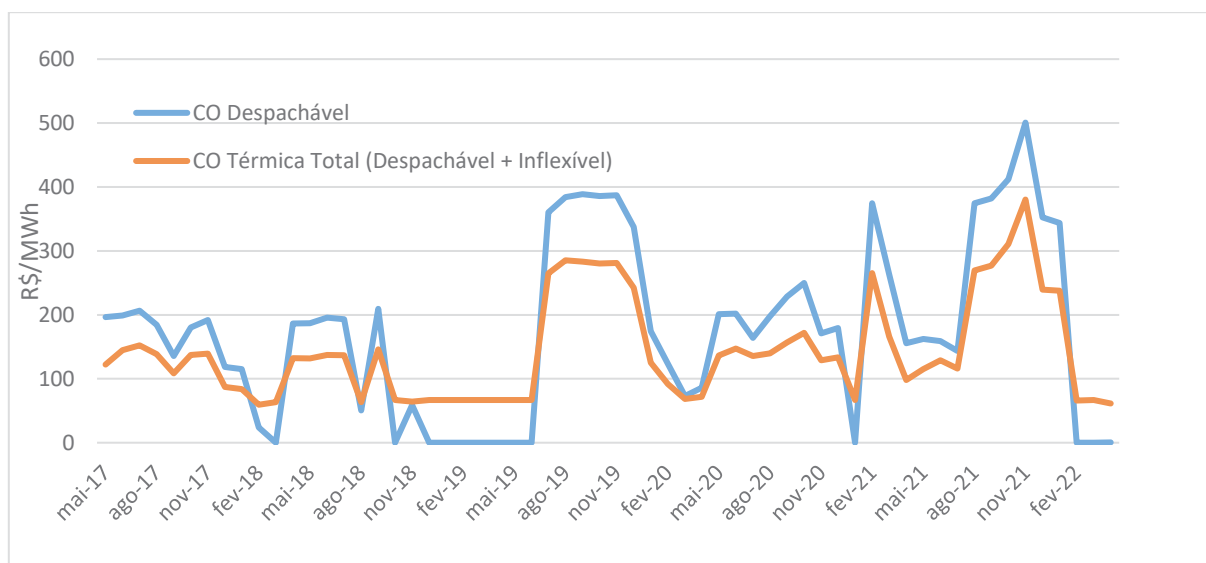
Tabela 14 – Custo da Operação Térmica Cenários 1 e 2

Cenário 1 – Custo da Operação médio da energia térmica despachável	175,86 R\$/MWh
Cenário 1 – Custo da Operação médio da energia térmica total	143,22 R\$/MWh
Cenário 2 – Custo da Operação médio	128, 95 R\$/MW

Fonte: A Autora (2022).

A Figura 46 mostra a variação do custo de operação para o cenário 1. O CO despachável diz respeito a média do custo da energia térmica despachável, sem contar os contratos de energia térmica inflexível. O CO despachável médio do cenário 1 é de 175,86 R\$/MWh. O CO médio da energia térmica inflexível, ou seja, da geração referentes aos contratos é 66,89 R\$/MWh. O CO da energia térmica total no cenário 1 é de 143,22 R\$/MWh.

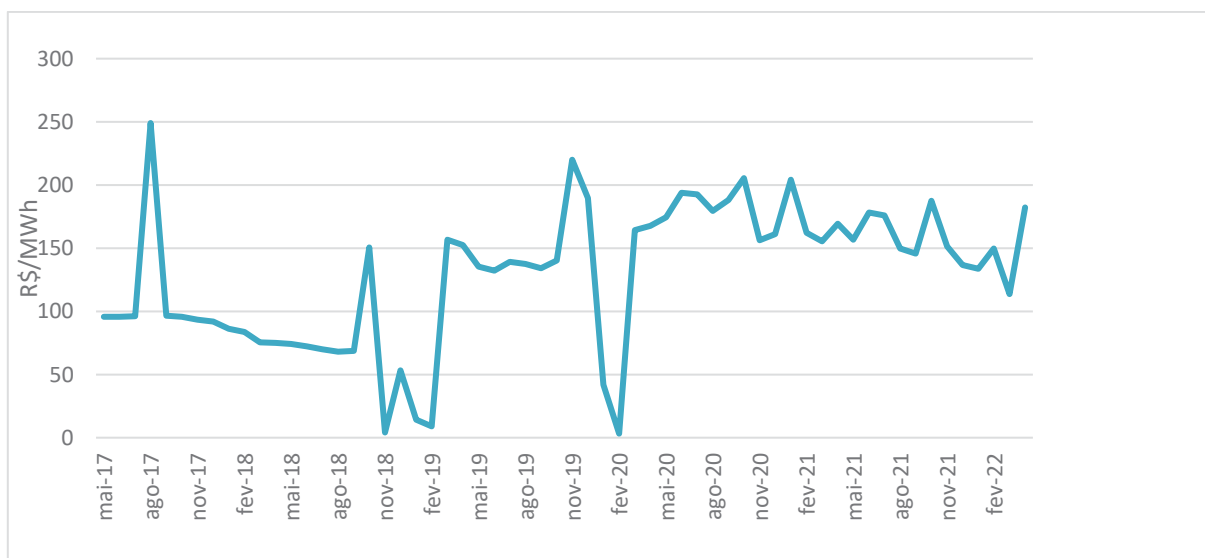
Figura 46 - Custo da Operação Térmica Cenário 1



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 47 mostra a variação do CO para o cenário 2. Como no cenário 2 considera-se que todo o parque térmico está disponível para despacho do operador, o CO despachável é o CO total. A média do CO da energia térmica no cenário 2 foi de 128,95 R\$/MW.

Figura 47 – Custo da Operação Térmica – Cenário 2

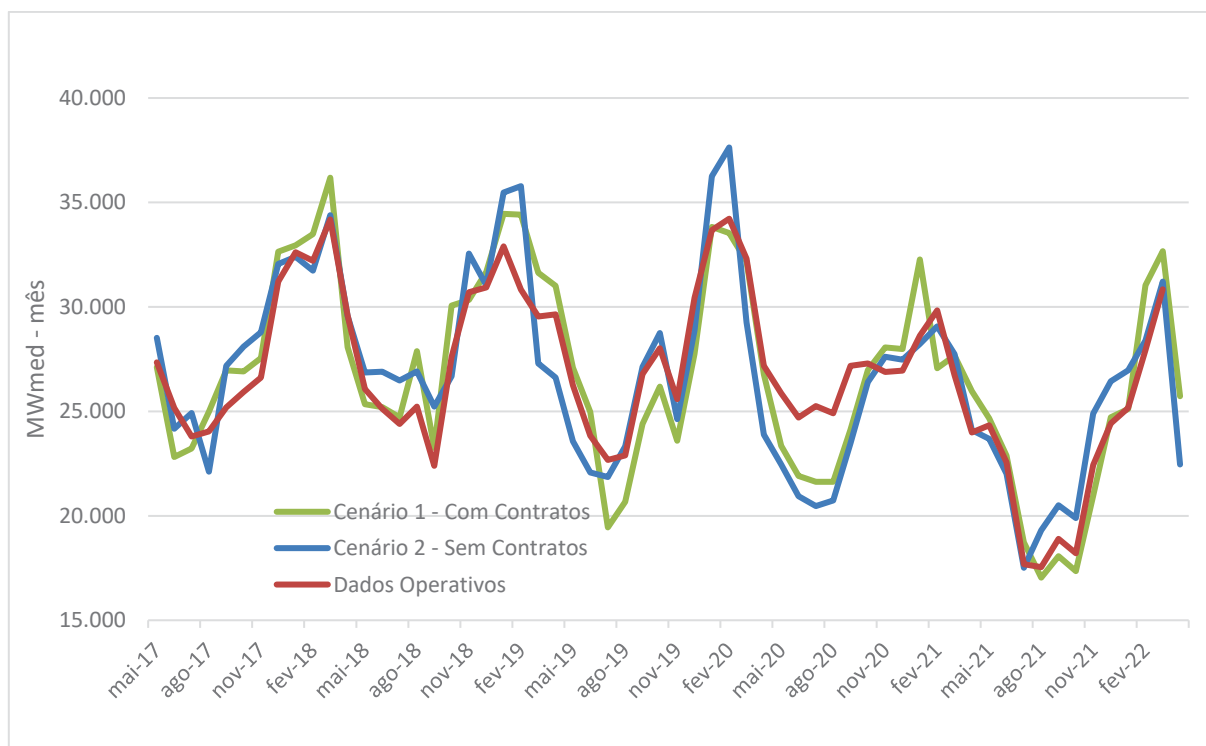


Fonte: A Autora (2022).

4.2 COMPARAÇÃO CENÁRIOS 1 E 2 E DADOS OPERATIVOS

Analisando o gráfico da Figura 48, percebe-se que a geração hídrica tanto do cenário 1 quanto do cenário 2 está coerente com os resultados operativos. O cenário 2 tem um resultado mais distante da realidade, pois não considera a vigências dos contratos de geração térmica inflexível. Também se observou que, como esperado pela imposição das restrições, o montante de energia hídrica gerada no período de 5 anos é o mesmo: 1.600.946 MWmed-mês ou 1171,9 TWh.

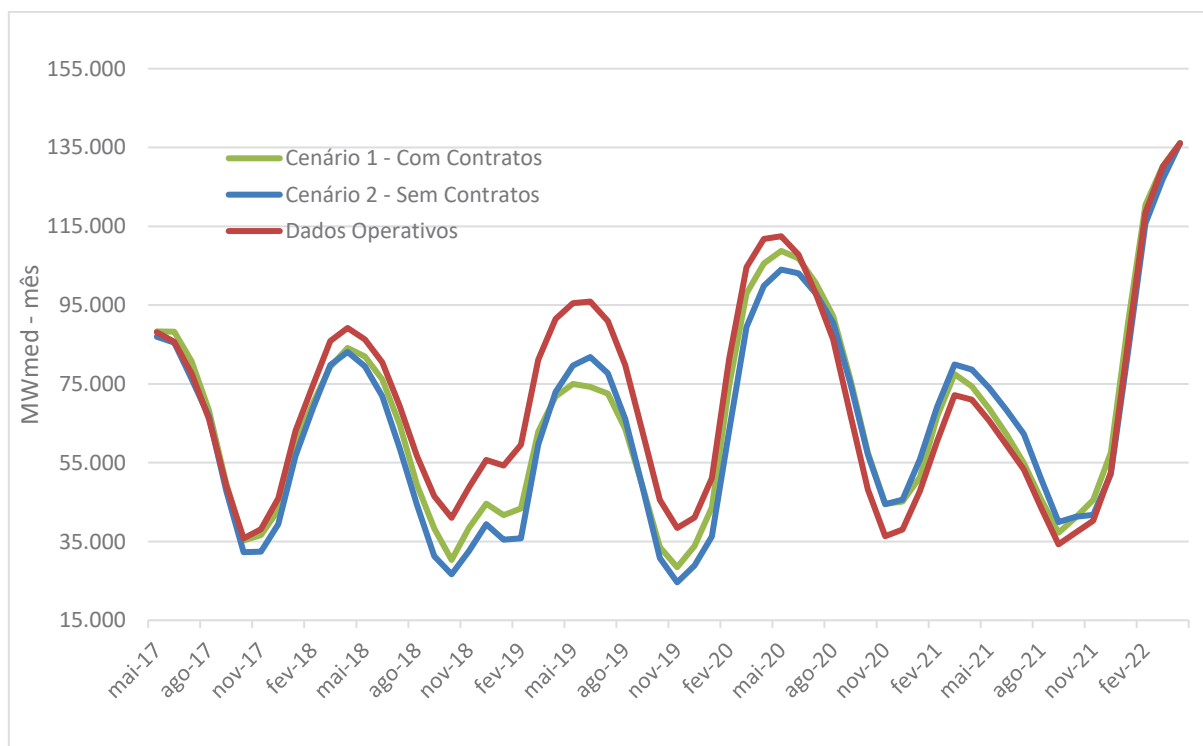
Figura 48 – Comparação da Geração Hídrica Tipo I – Cenário 1 x Cenário 2 x Dados Operativos



Fonte: A Autora (2022).

Na Figura 49 está representada a comparação da EAR dos cenários 1 e 2 e dos dados operativos. Percebe-se que o modelo parece diminuir a EAR durante o ano de 2019, mas de forma geral os resultados do modelo são coerentes com os dados operativos observados, já que as curvas seguem as mesmas tendências.

Figura 49 – Comparação da EAR – Cenário 1 x Cenário 2 x Dados Operativos



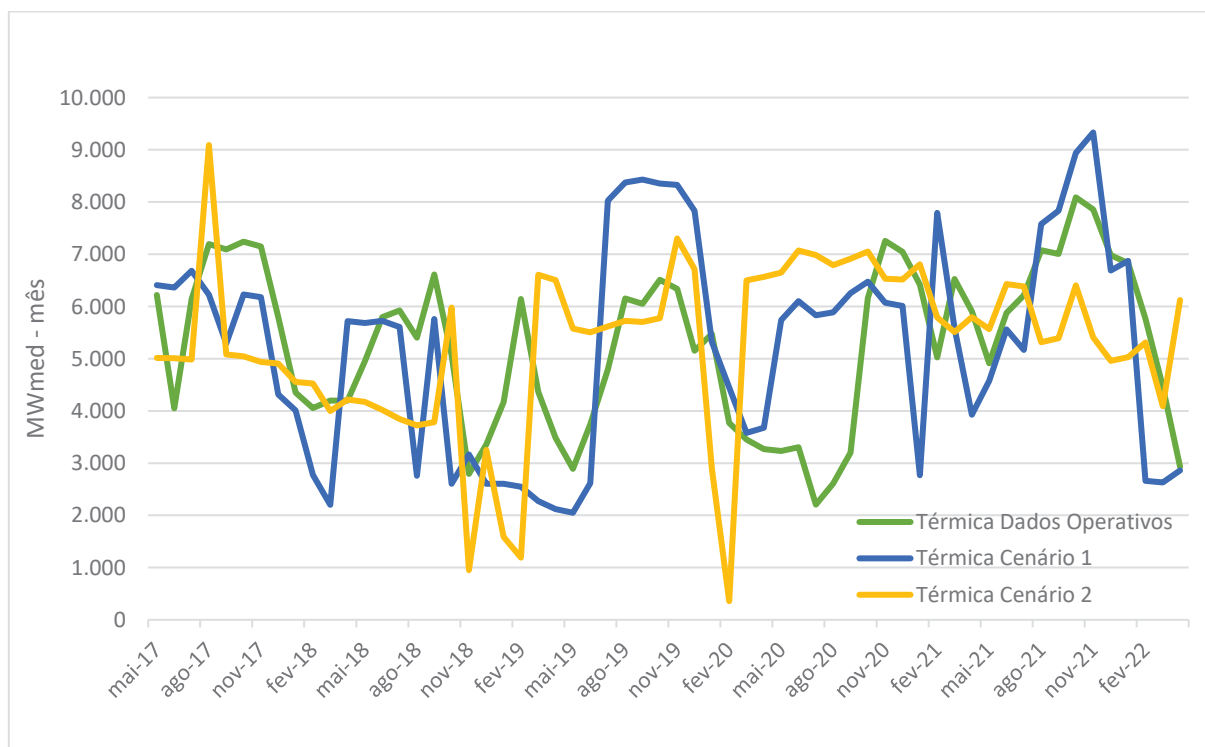
Fonte: A Autora (2022).

Analogamente, observa-se na Figura 50 que a geração térmica dos cenários 1 e 2 também são coerentes com os dados operativos. Observa-se que no cenário 2, por não existir contratos de geração térmica mínima, há alguns pontos que a geração térmica baixa bruscamente, algo que não é interessante que aconteça na realidade por dificuldades em se operacionalizar tais decisões. A ocorrência nesses resultados muito provavelmente aconteceu porque o modelo não considera rampas de transição ou penalidades no acionamento de cada unidade de geração térmica, elementos que fogem do escopo do trabalho. Percebe-se também que a geração térmica do cenário 1 tem variações mais semelhantes com os dados operativos que a geração térmica do cenário 2.

Da mesma forma que acontece na geração hídrica, o montante de energia térmica gerada também coincide entre os cenários 1 e 2 e difere pouco dos resultados operativos observados. Essa pequena diferença ocorre porque em alguns meses o balanço energético dos dados operativos não é igual a zero, diferentemente do modelo que é sempre nulo. O montante de energia térmica gerada no período de 5 anos é 316.039 MWmed-mês ou 231,3 TWh. Já o montante de energia térmica gerada

ao longo desses 5 anos consta, no resultado operativo, um valor de 315.256 MWmed-mês ou 230,7 TWh.

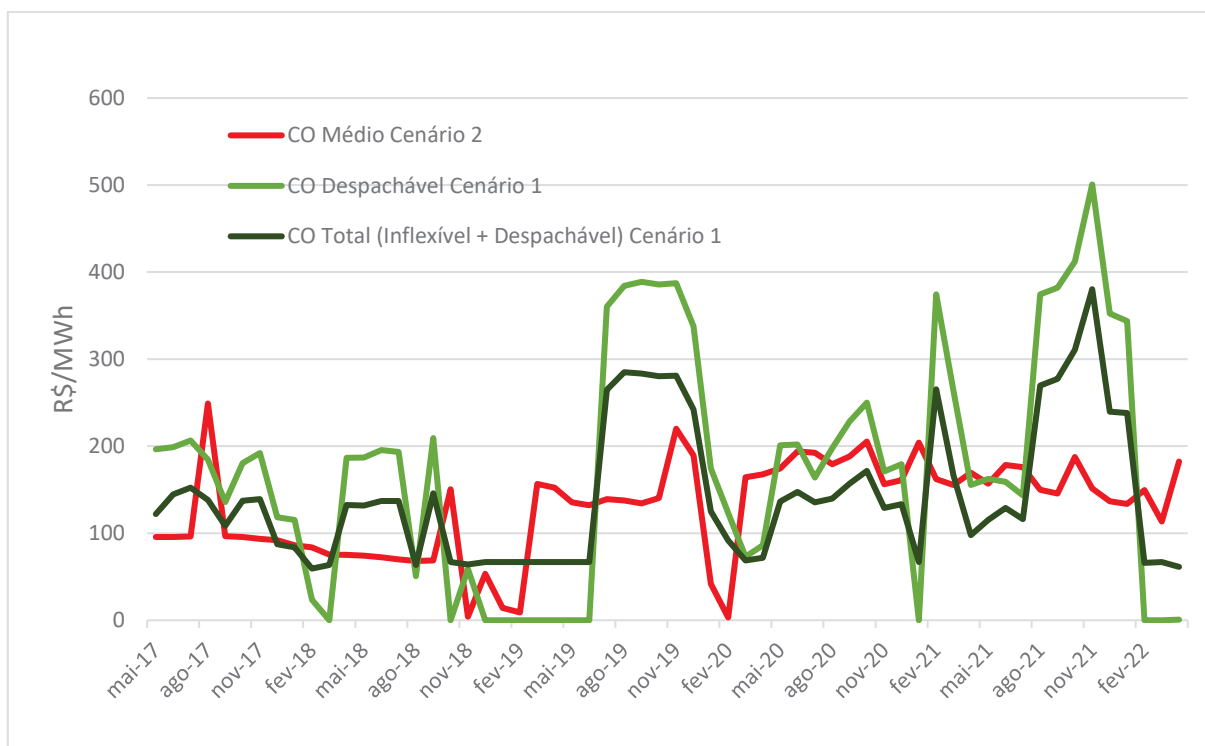
Figura 50– Comparação da Geração Térmica



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 51 mostra a comparação do CO dos cenários 1 e 2. Como já mencionado nos itens anteriores, no cenário 1 o CO despachável médio é de 175,86 R\$/MWh e o CO da energia térmica total é de 143,22 R\$/MW. Já no cenário 2 a média do CO da energia térmica foi de 128,95 R\$/MW. O custo da energia térmica total do cenário 2 é menor quando comparado com o cenário 1. Essa diferença de CO é consequência apenas da mudança de hierarquia de acionamento das UTEs, sem mudar o montante da geração térmica. Isso sugere que o fato de se ter essa parcela de energia térmica mínima diminui a margem que o operador tem para tomar decisões que otimizem o custo operacional do sistema. Entretanto, pode-se, no futuro, otimizar a parcela de geração térmica mínima, ou seja, após o término desses contratos de energia térmica inflexível, novos contratos podem ser feitos priorizando UTEs que tenham custos de geração mais baixos.

Figura 51 – Comparação do Custo da Operação Térmica



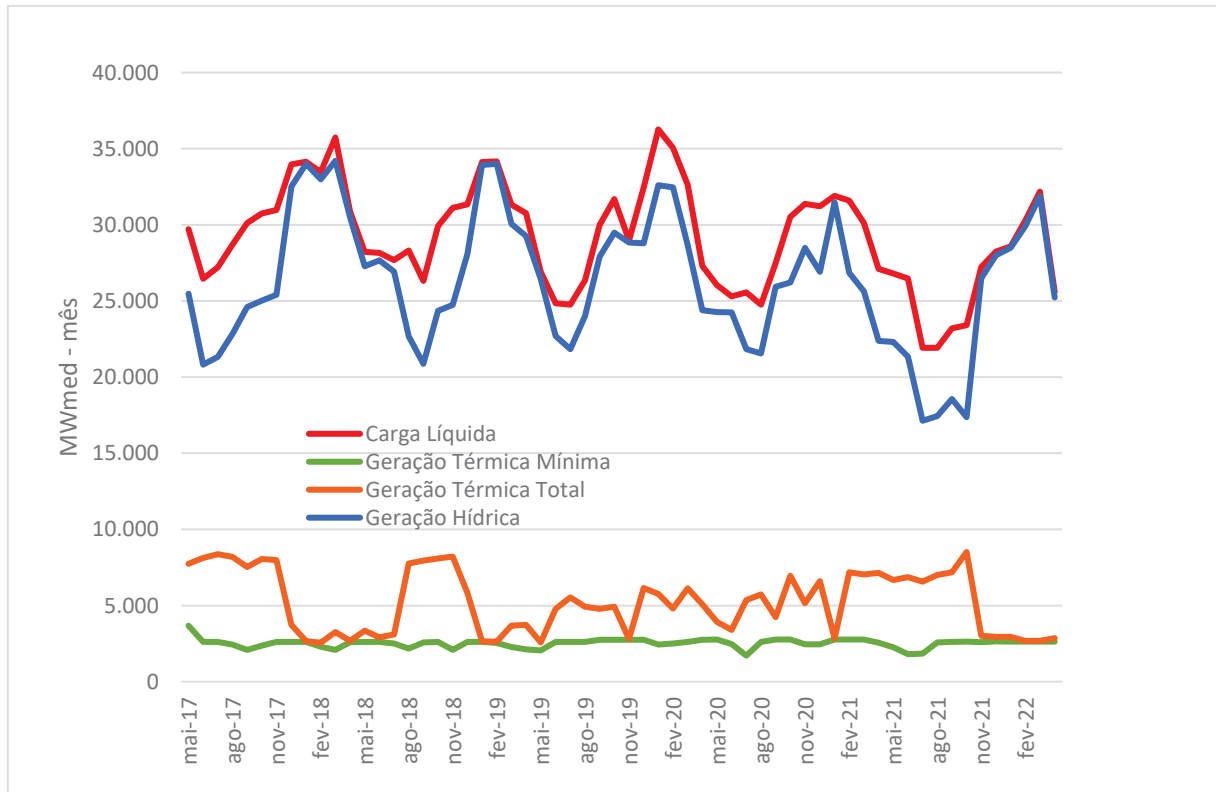
Fonte: A Autora (2022).

4.3 CENÁRIO 3 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM UHR COM CONTRATOS INFLEXÍVEIS

Como já foi mencionado no item 3.5, para ambos os cenários com UHRs, foram feitas duas simulações, uma com a UHR iniciando com o reservatório vazio e o outro com a UHR iniciando com reservatório com metade de sua capacidade (609 MWmed ou 445.849 MWh).

A Figura 52 representa os resultados da geração do subsistema na hipótese em que a UHR inicia a simulação com metade de sua capacidade de armazenamento. A geração hídrica que consta nesse gráfico não inclui a geração da UHR nem a da cascata Santo Antônio.

Figura 52 – Resultados de Geração – Cenário 3 UHR meio cheia

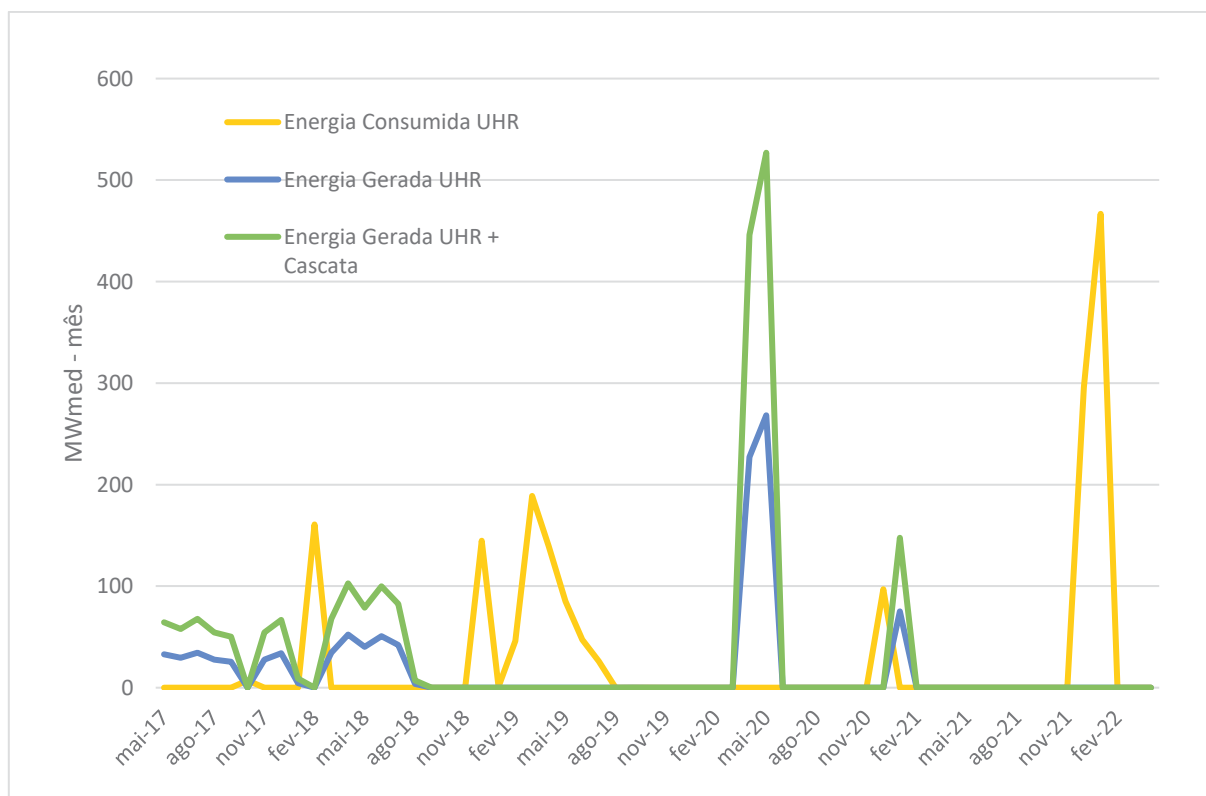


Fonte: A Autora (2022).

A Figura 53 mostra os resultados de consumo da UHR, de geração da UHR e geração da UHR mais cascata (geração proveniente apenas da vazão regularizada $Q_{REG,t}$). É importante mencionar que ao fim da análise, a UHR está com o reservatório cheio. Isso será discutido nos itens adiante. Os montantes desse consumo e geração de energia durante os 5 anos de análise são:

- Consumo total dos 5 anos: 1.706 MWmed ou 1.248.598 MWh
- Geração total UHR 5 anos: 1.010 MWmed ou 739.589 MWh
- Geração total UHR + cascata: 1.948 MWmed ou 1.452.575 MWh
- EAR ao fim da simulação: 1.218 MW mês ou 891.698 MWh

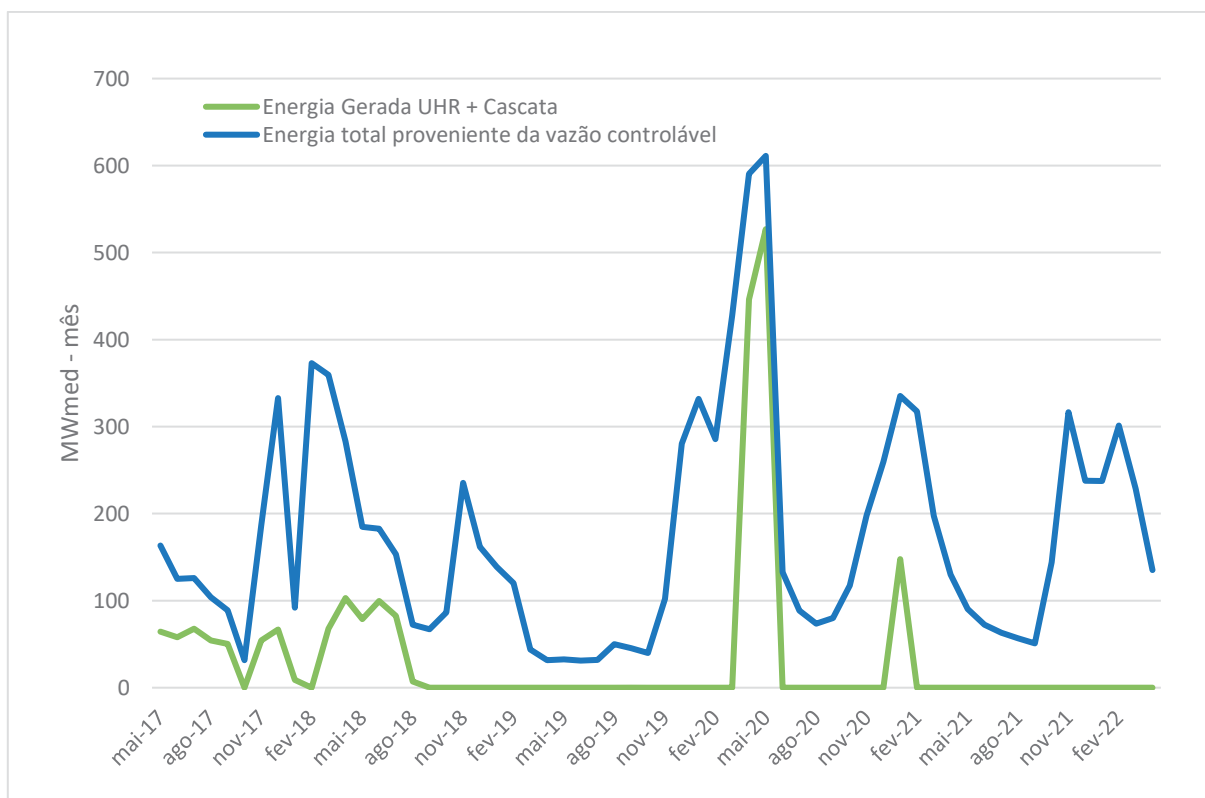
Figura 53 – Resultados Energéticos UHR – Cenário 3 UHR meio cheia



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 54 mostra os resultados da geração da cascata Santo Antônio proveniente apenas da vazão passível de ser controlada pela UHR. A geração de energia da UHR somada à da cascata (mesmo parâmetro que o da Figura 53) é a energia referente a parcela da vazão controlável que foi efetivamente regularizada ($Q_{REG,t}$). Já a energia total é a energia proveniente de toda a vazão controlável ($Q_{SG,t}$), ou seja, conta com a parcela da vazão afluente que passou pela UHR somado com a parcela da vazão afluente que passou direto pelas 5 UHEs da cascata.

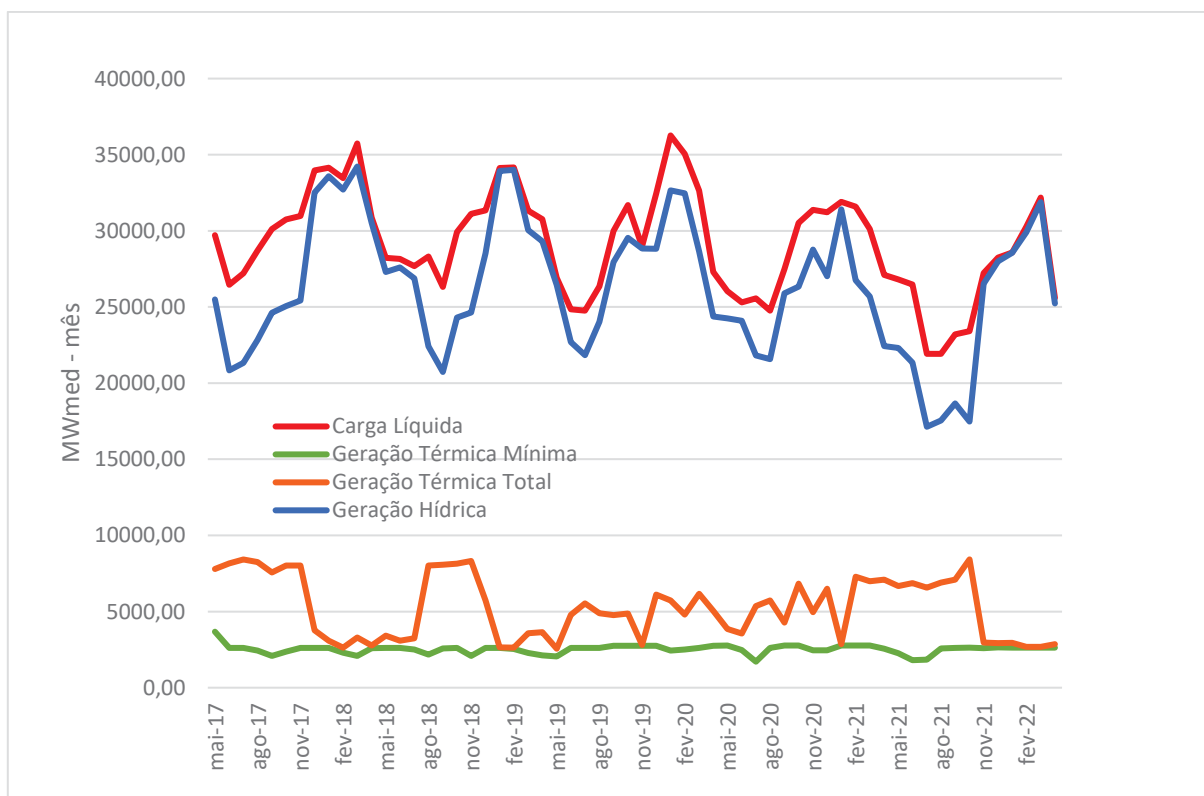
Figura 54 - Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 3 UHR meio cheia



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 55 representa os resultados da geração do subsistema na hipótese em que a UHR inicia a simulação com o reservatório vazio. A geração hídrica que consta nesse gráfico não inclui a geração da UHR nem a da cascata Santo Antônio.

Figura 55 - Resultado de Geração – Cenário 3 UHR vazia

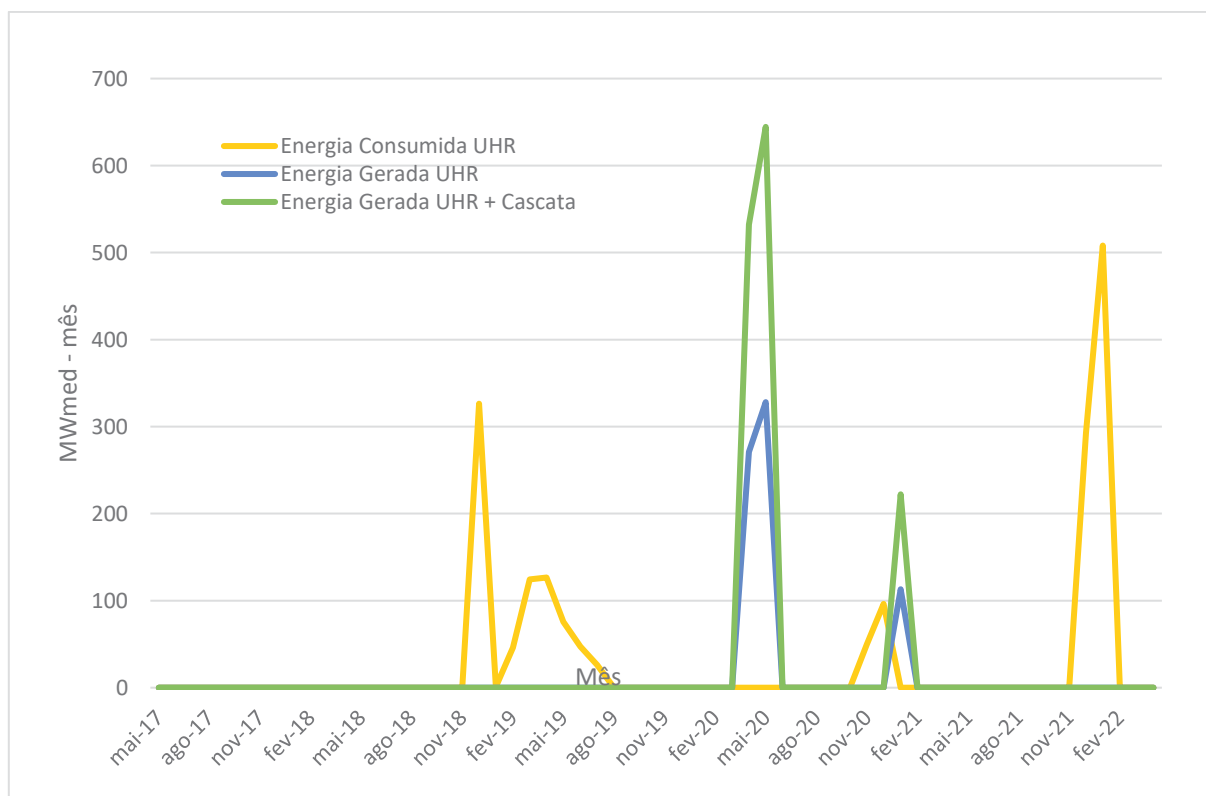


Fonte: A Autora (2022).

A Figura 56 representa os resultados de consumo da UHR, de geração da UHR e geração da UHR mais a da cascata (geração proveniente apenas da vazão regularizada $Q_{REG,t}$). É importante mencionar que a UHR termina a análise com o reservatório cheio. Isso será discutido nos itens a diante. Os montantes desse consumo e geração de energia durante os 5 anos de análise são:

- Consumo total: 1.721 MWmed ou 1.259.736 MWh
- Geração total UHR: 712 MWmed ou 521.305 MWh
- Geração total UHR + cascata: 1.399 MWmed ou 1.023.858 MWh
- EAR ao fim da simulação: 1.218 MW mês ou 891.698 MWh

Figura 56 - Resultados Energéticos UHR – Cenário 3 UHR vazia



Fonte: A Autora (2022).

A Tabela 15 compara os montantes do consumo, geração e EAR das hipóteses em que a UHR inicia a simulação com o reservatório vazio e com o reservatório com 50% da capacidade.

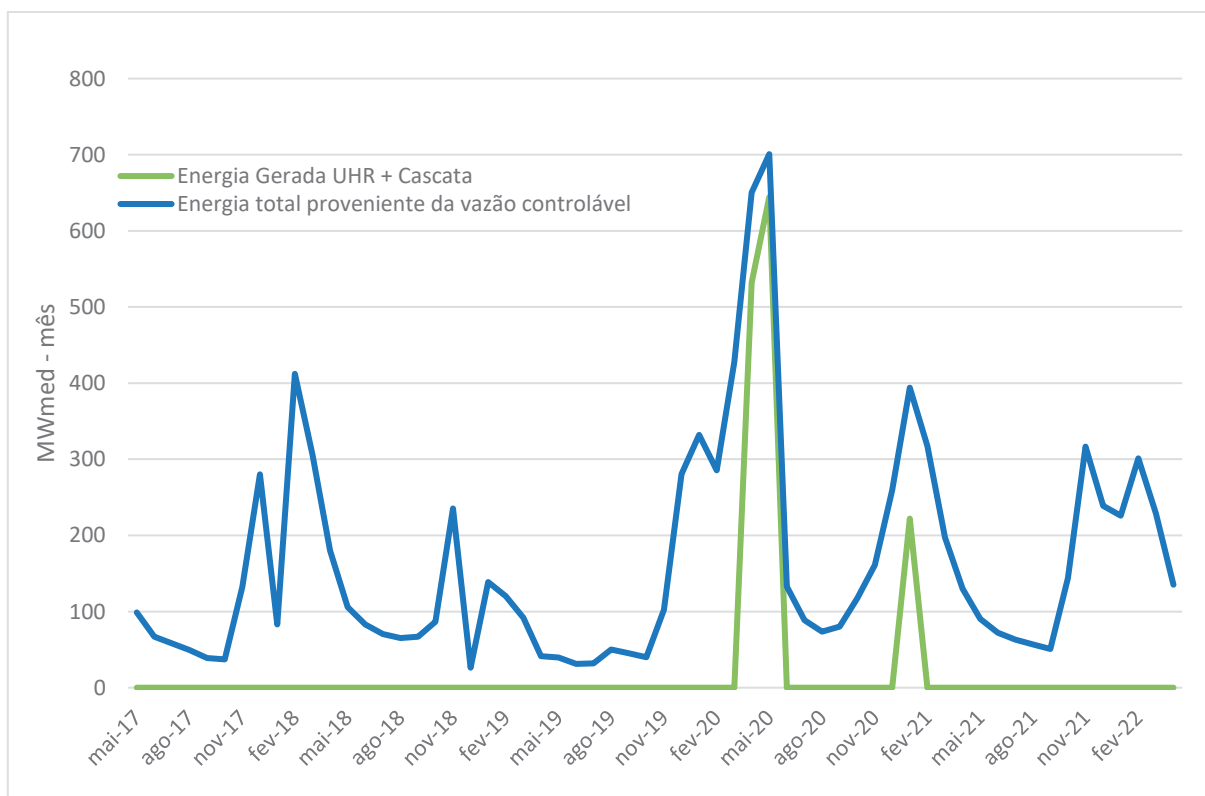
Tabela 15 – Comparação dos montantes de consumo, geração e EAR no Cenário 3

	Hipótese com a UHR iniciando a operação com reservatório vazio	Hipótese com a UHR iniciando a operação com reservatório com 50% da capacidade
Consumo total	1.721 MWmed ou 1.259.736 MWh	1.706 MWmed ou 1.248.598 MWh
Geração total UHR	712 MWmed ou 521.305 MWh	1.010 MWmed ou 739.589 MWh
Geração total UHR + cascata	1.399 MWmed ou 1.023.858 MWh	1.948 MWmed ou 1.452.575 MWh
EAR ao fim da simulação	1.218 MW mês ou 891.698 MWh	1.218 MW mês ou 891.698 MWh

Fonte: A Autora (2022).

A Figura 57 mostra os resultados da geração da cascata Santo Antônio proveniente apenas da vazão passível de ser controlada pela UHR. A geração de energia da UHR e da cascata é a energia referente a parcela da vazão controlável que foi efetivamente regularizada ($Q_{REG,t}$). Já a energia total é a energia proveniente de toda a vazão controlável ($Q_{SG,t}$), ou seja, conta com a parcela da vazão afluyente que passou pela UHR somado com a parcela da vazão afluyente que passou direto pelas 5 UHEs da cascata.

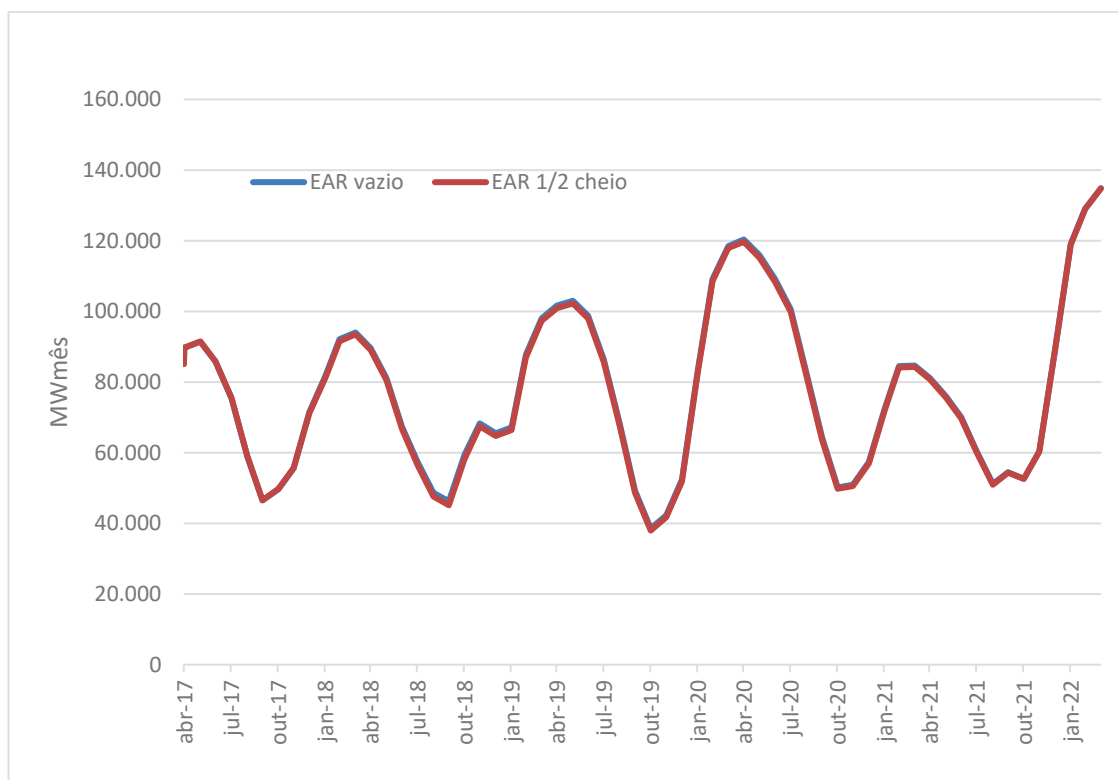
Figura 57 - Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 3 UHR vazia



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 58 representa a variação da energia armazenada do subsistema para as duas simulações do cenário 3. Lembra-se que para todos os cenários, a EAR inicial e a EAR final foram fixadas para coincidirem com os valores de EAR dos resultados operativos. Pode-se dizer que não houve uma variação significativa entre os cenários com reservatório vazio e com reservatório com metade da capacidade de armazenamento.

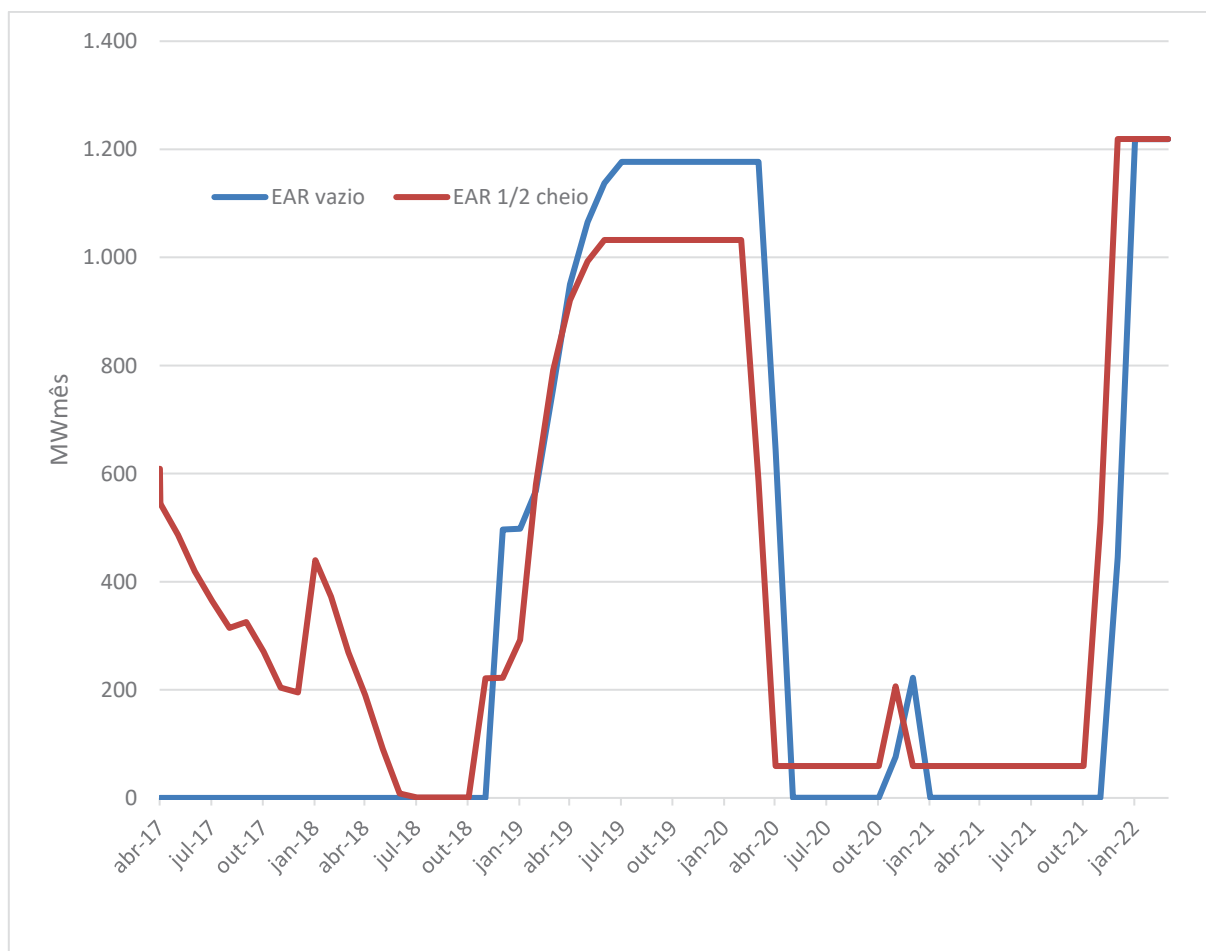
Figura 58 – Variação da Energia Armazenada do Subsistema Cenário 3



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 59 representa a variação da energia armazenada da UHR para as duas simulações do cenário 3. Pode-se notar que a UHR fez o papel de um reservatório de regulação plurianual, passando durante os 5 anos por apenas 2 fases de enchimento e apenas um ciclo completo de enchimento e deplecionamento. Percebe-se que no cenário em que o reservatório começa vazio, o modelo esperou 17 meses para começar a encher o reservatório superior, iniciando apenas em setembro de 2018, deixando a UHR inoperante antes dessa data.

Figura 59 – Variação da Energia Armazenada da UHR Cenário 3



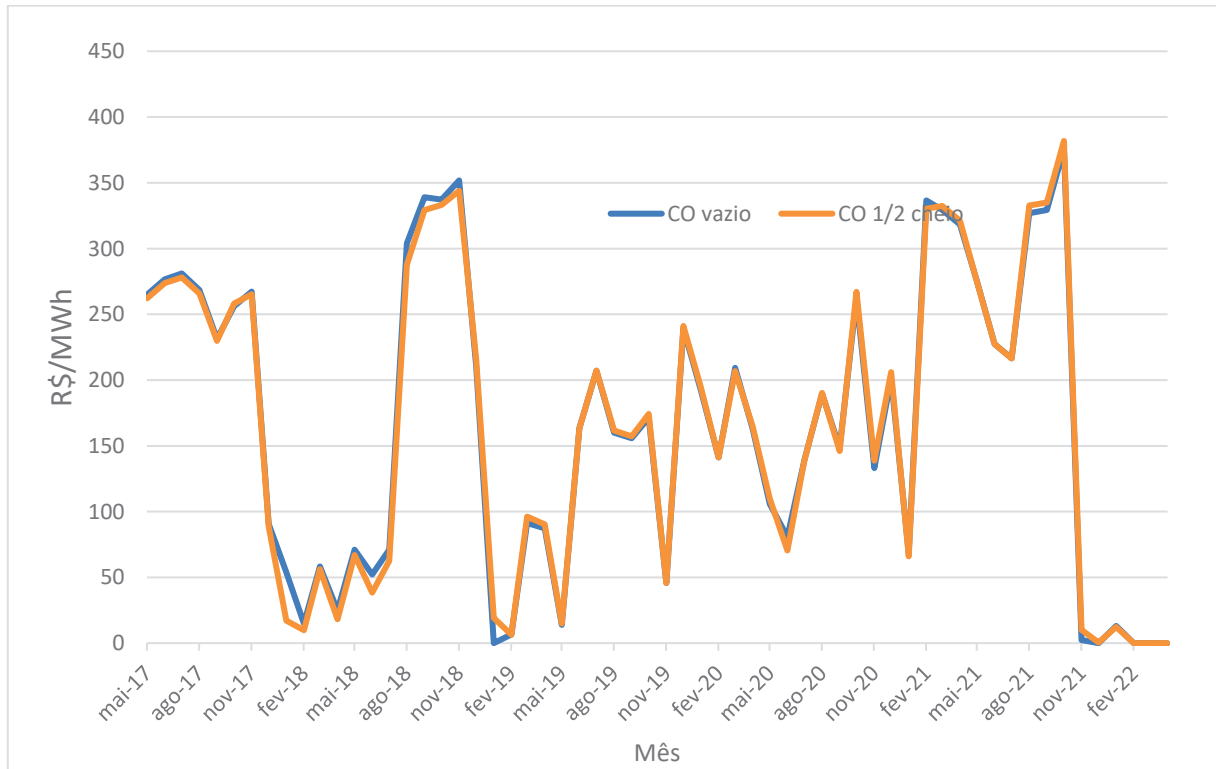
Fonte: A Autora (2022).

A Figura 60 e Figura 61 mostram a variação do custo de operação da energia térmica despachável e da energia térmica total para o cenário 3. Os resultados dos custos operacionais médios são:

- CO médio da energia térmica despachável do cenário com a UHR metade cheia: 164,9 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica despachável do cenário com a UHR vazia: 165,8 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica total do cenário com a UHR metade cheia: 134,8 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica total do cenário com a UHR vazia: 134,9 R\$/MWh

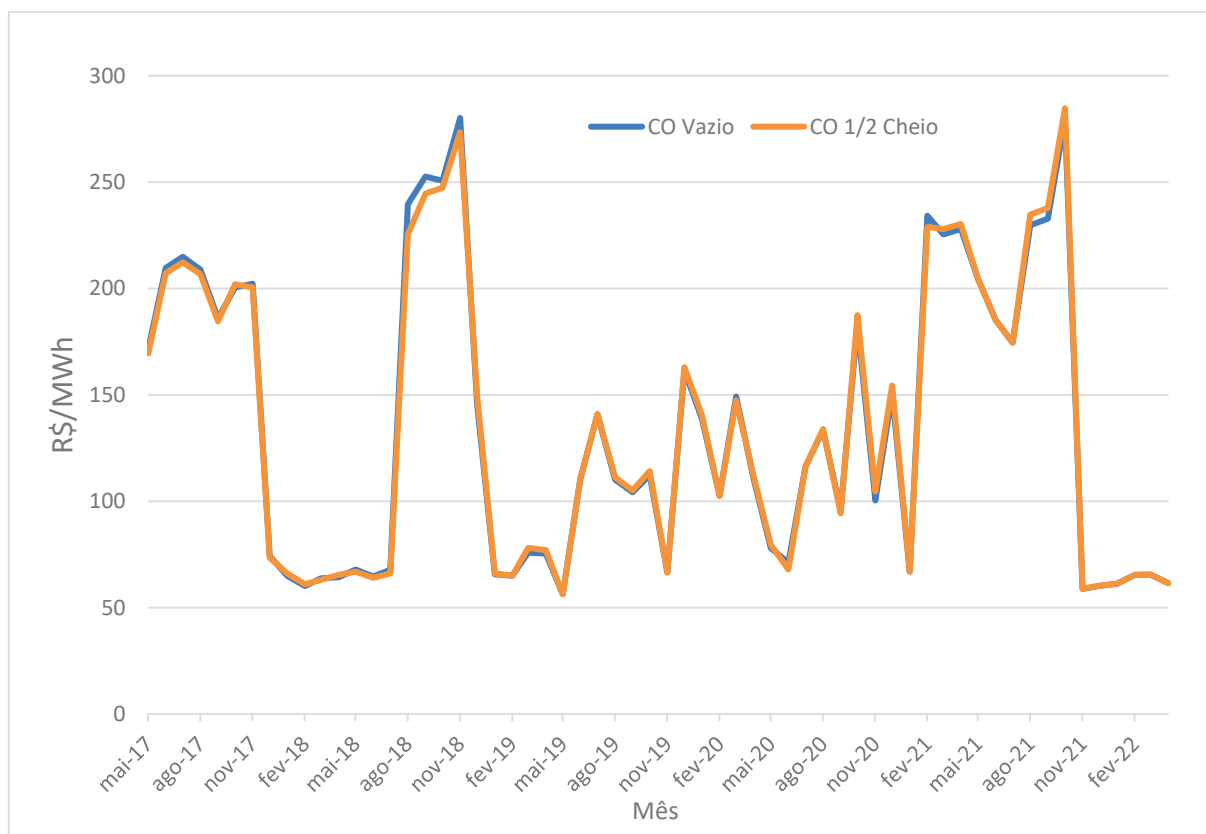
Percebe-se que para um horizonte de análise de 5 anos, o fato de o reservatório iniciar com metade de sua capacidade ou vazio não faz diferença significativa.

Figura 60 Custo da Operação Referente à Energia Térmica Despachável



Fonte: A Autora (2022).

Figura 61 – Custo da Operação Referente à Energia Térmica Total

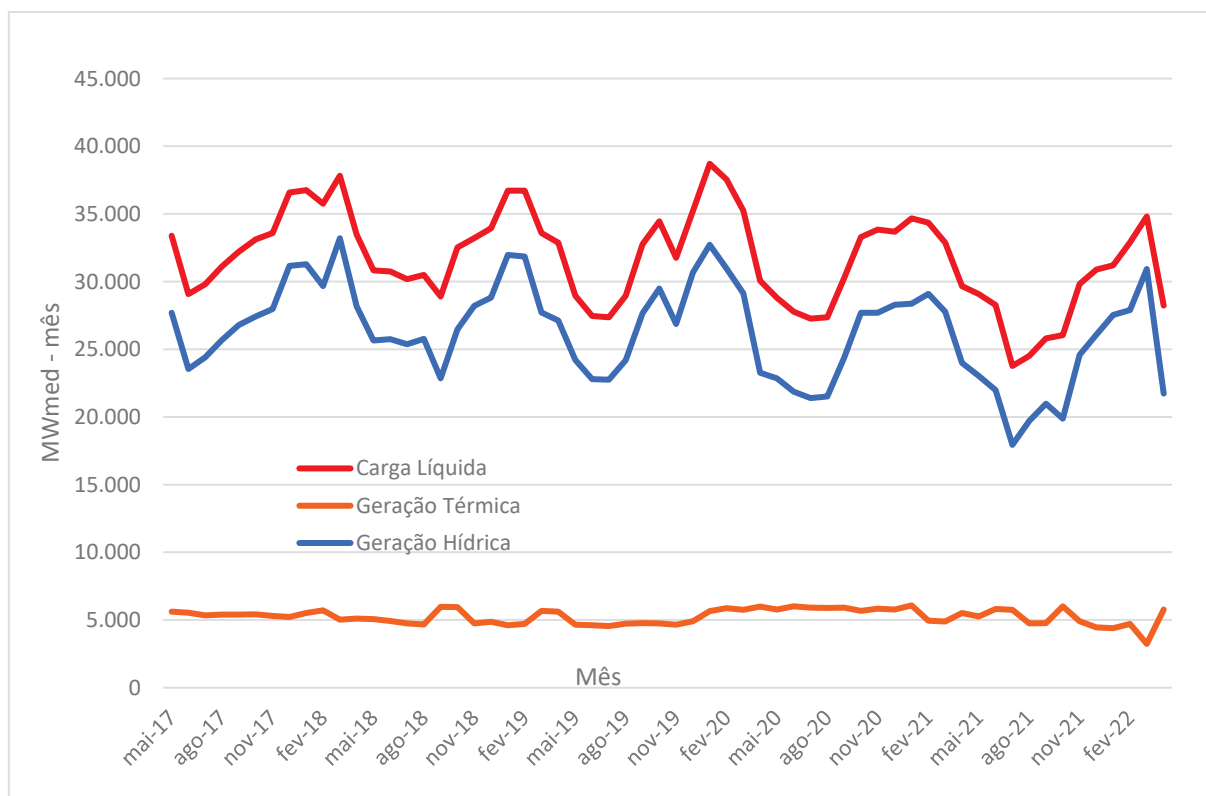


Fonte: A Autora (2022).

4.4 CENÁRIO 4 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM UHR

A Figura 62 representa os resultados da geração do subsistema no cenário 4 na hipótese em que a UHR inicia a simulação com metade de sua capacidade de armazenamento. A geração hídrica que consta nesse gráfico não inclui a geração da UHR nem a da cascata Santo Antônio.

Figura 62 – Resultado de Geração – Cenário 4 UHR meio cheia

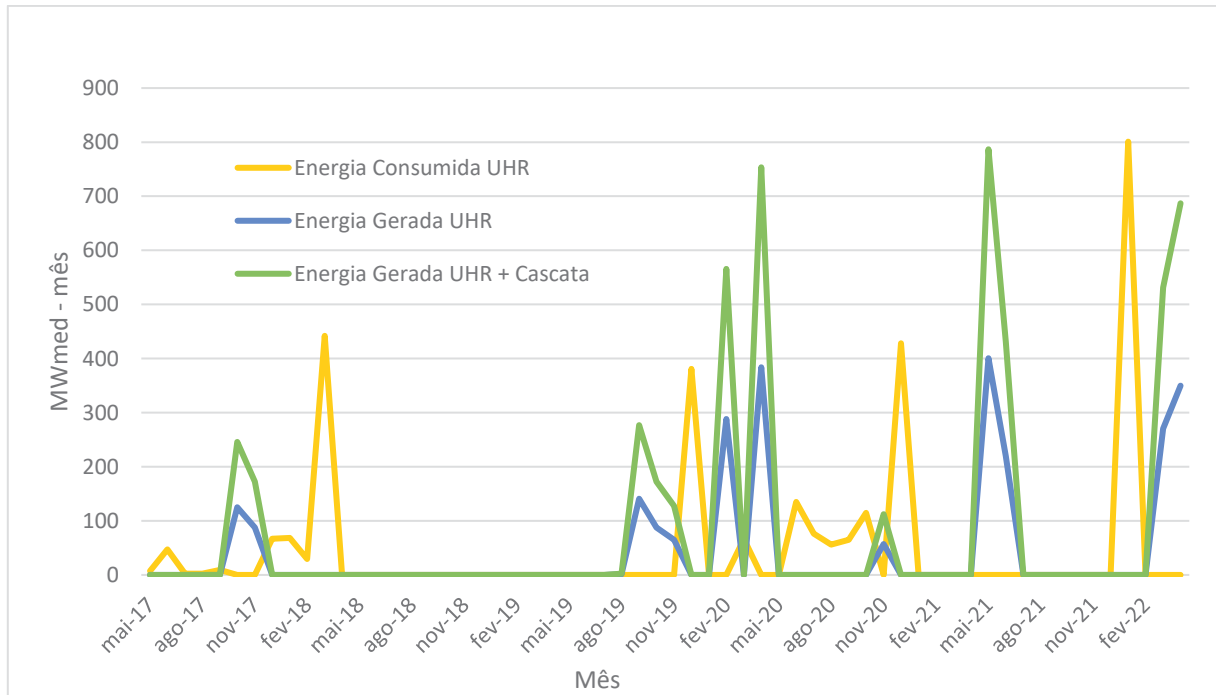


Fonte: A Autora (2022).

A Figura 63 mostra os resultados de consumo da UHR, de geração da UHR e geração da UHR mais a cascata (geração proveniente apenas da vazão regularizada $Q_{REG,t}$). É importante mencionar que nesse cenário, a UHR termina a simulação com o reservatório vazio, por isso os valores maiores de geração em relação ao consumo quando comparado com os resultados do cenário 3, no qual o reservatório terminou cheio. Os montantes desse consumo e geração de energia durante os 5 anos de análise são:

- Consumo total: 2.799 MWmed ou 2.048.709 MWh
- Geração total UHR 5: 2.478 MWmed ou 1.813.540 MWh
- Geração total UHR + cascata: 4.866 MWmed ou 3.561.844 MWh
- EAR ao fim da simulação: 0 MW mês ou 0 MWh

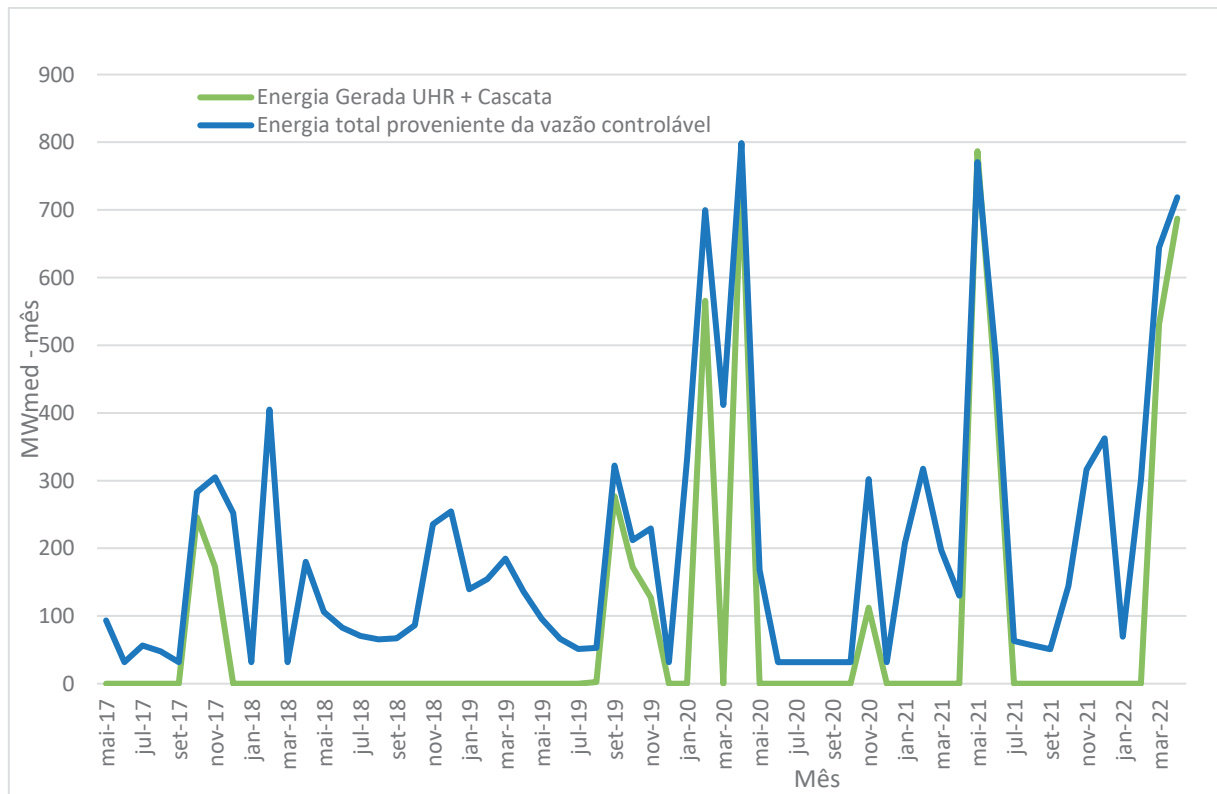
Figura 63 – Resultados Energéticos UHR – Cenário 4 UHR meio cheia



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 64 mostra os resultados da geração da cascata Santo Antônio proveniente apenas da vazão passível de ser controlada pela UHR. A geração de energia da UHR somada com a cascata é a energia referente a parcela da vazão controlável que foi efetivamente regularizada ($Q_{REG,t}$). Já a energia total é a energia proveniente de toda a vazão controlável ($Q_{SG,t}$).

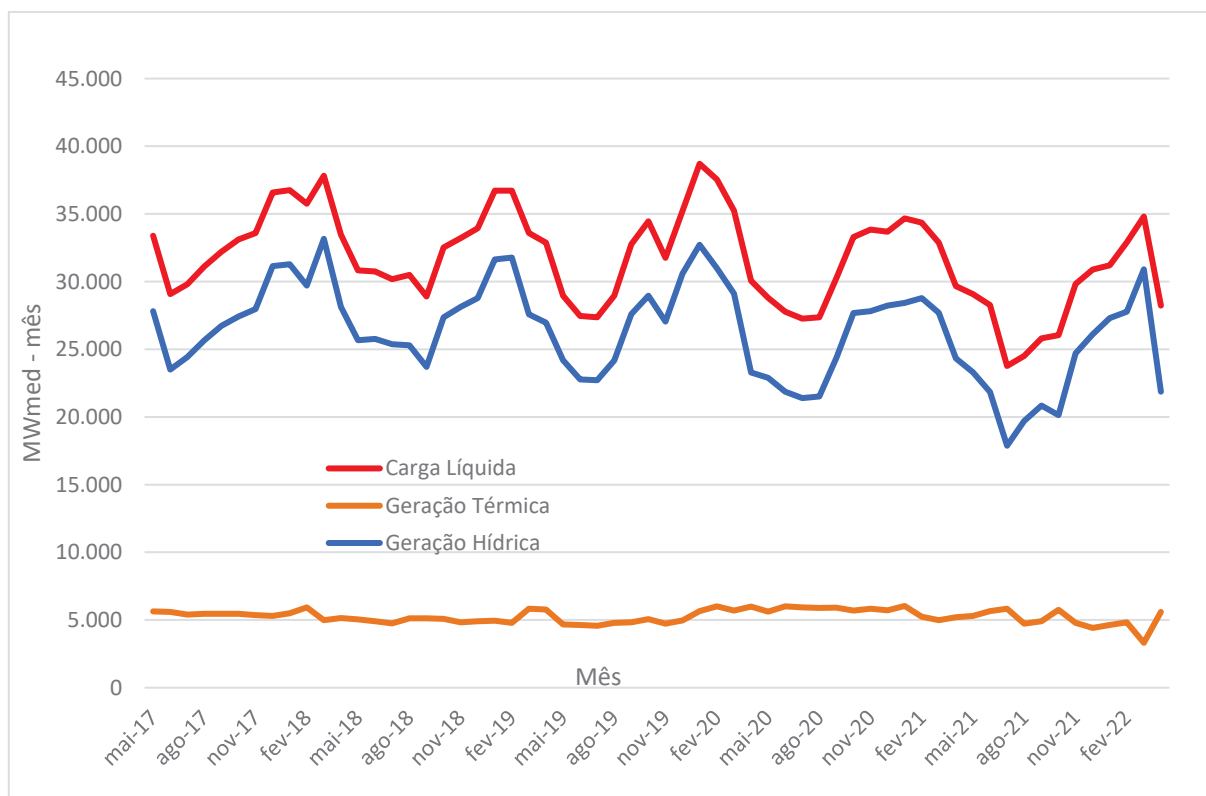
Figura 64 – Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 4



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 65 representa os resultados da geração do subsistema no cenário 4 na hipótese em que a UHR inicia a simulação o reservatório superior vazio. A geração hídrica que consta nesse gráfico não inclui a geração da UHR nem a da cascata Santo Antônio.

Figura 65 – Resultados de Geração – Cenário 4 UHR vazia

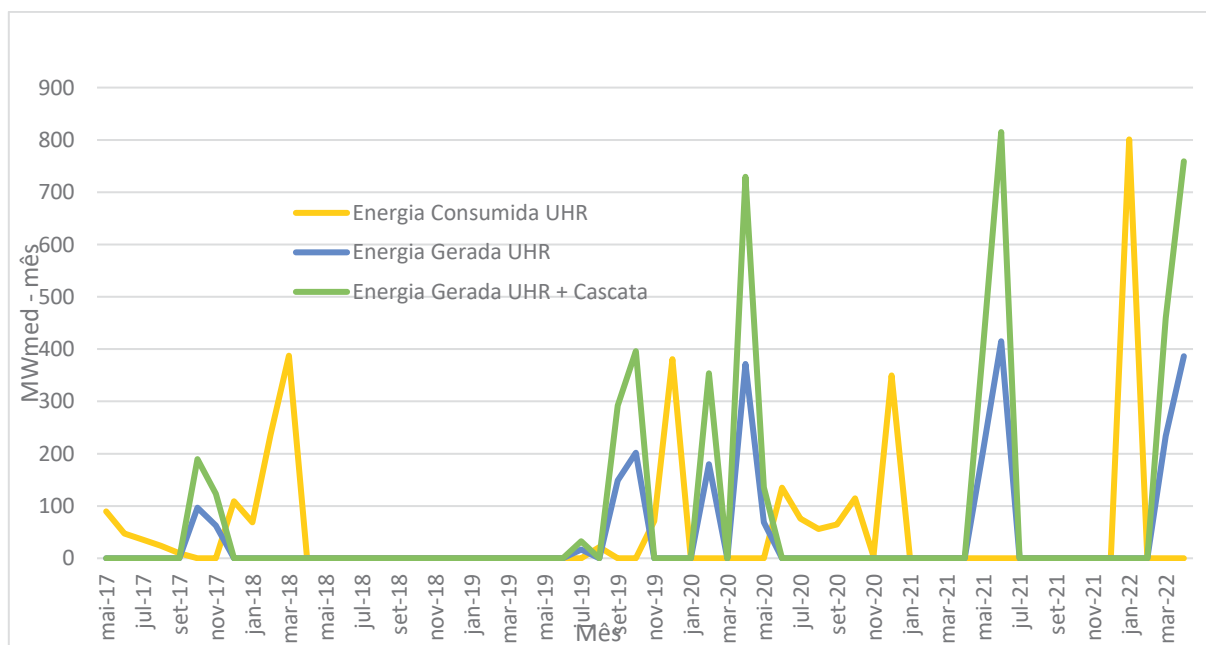


Fonte: A Autora (2022).

A Figura 66 mostra os resultados de consumo da UHR, de geração da UHR e geração da UHR mais a cascata (geração proveniente apenas da vazão regularizada $Q_{REG,t}$). É importante mencionar que nesse cenário, a UHR termina a simulação com o reservatório vazio. Os montantes desse consumo e geração de energia durante os 5 anos de análise são:

- Consumo total: 3.082 MWmed ou 2.256.114 MWh
- Geração total UHR: 2.387 MWmed ou 1.747.148 MWh
- Geração total UHR + cascata: 4.688 MWmed ou 3.431.449 MWh
- EAR ao fim da simulação: 0 MW mês ou 0 MWh

Figura 66- Resultados Energéticos UHR – Cenário 4 UHR vazia



Fonte: A Autora (2022).

A Tabela 16 compara os montantes do consumo, geração e EAR das hipóteses em que a UHR inicia a simulação com o reservatório vazio e com o reservatório com 50% da capacidade.

Tabela 16 – Comparação dos montantes de consumo, geração e EAR no Cenário 4

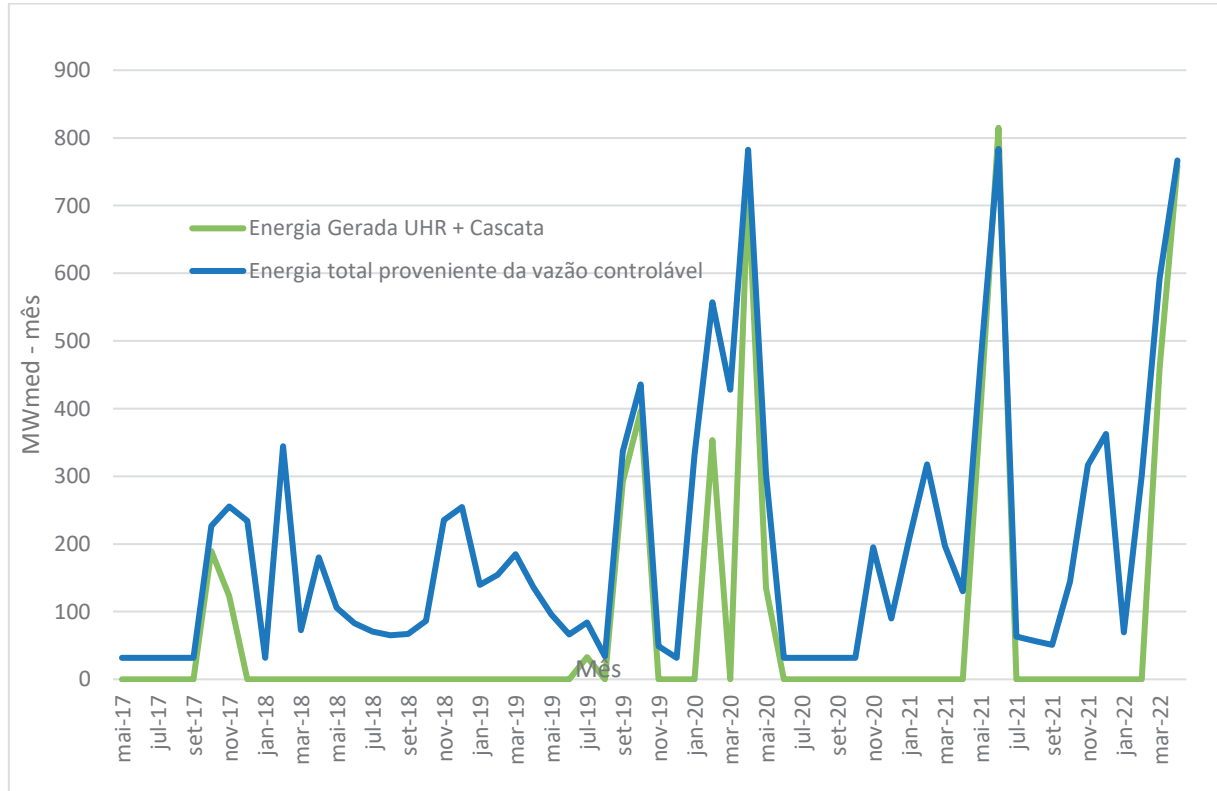
	Hipótese com a UHR iniciando a operação com reservatório vazio			Hipótese com a UHR iniciando a operação com reservatório com 50% da capacidade		
Consumo total	3.082	MWmed	ou	2.799	MWmed	ou
	2.256.114 MWh			2.048.709 MWh		
Geração total UHR	2.387	MWmed	ou	2.478	MWmed	ou
	1.747.148 MWh			1.813.540 MWh		
Geração total UHR + cascata	4.688	MWmed	ou	4.866	MWmed	ou
	3.431.449 MWh			3.561.844 MWh		
EAR ao fim da simulação	0 MW mês ou 0 MWh			0 MW mês ou 0 MWh		

Fonte: A Autora (2022).

A Figura 67 mostra os resultados da geração da cascata Santo Antônio proveniente apenas da vazão passível de ser controlada pela UHR. A geração de

energia UHR + Cascata é a energia referente à parcela da vazão controlável que foi efetivamente regularizada ($Q_{REG,t}$). Já a energia total é a energia proveniente de toda a vazão controlável ($Q_{SG,t}$).

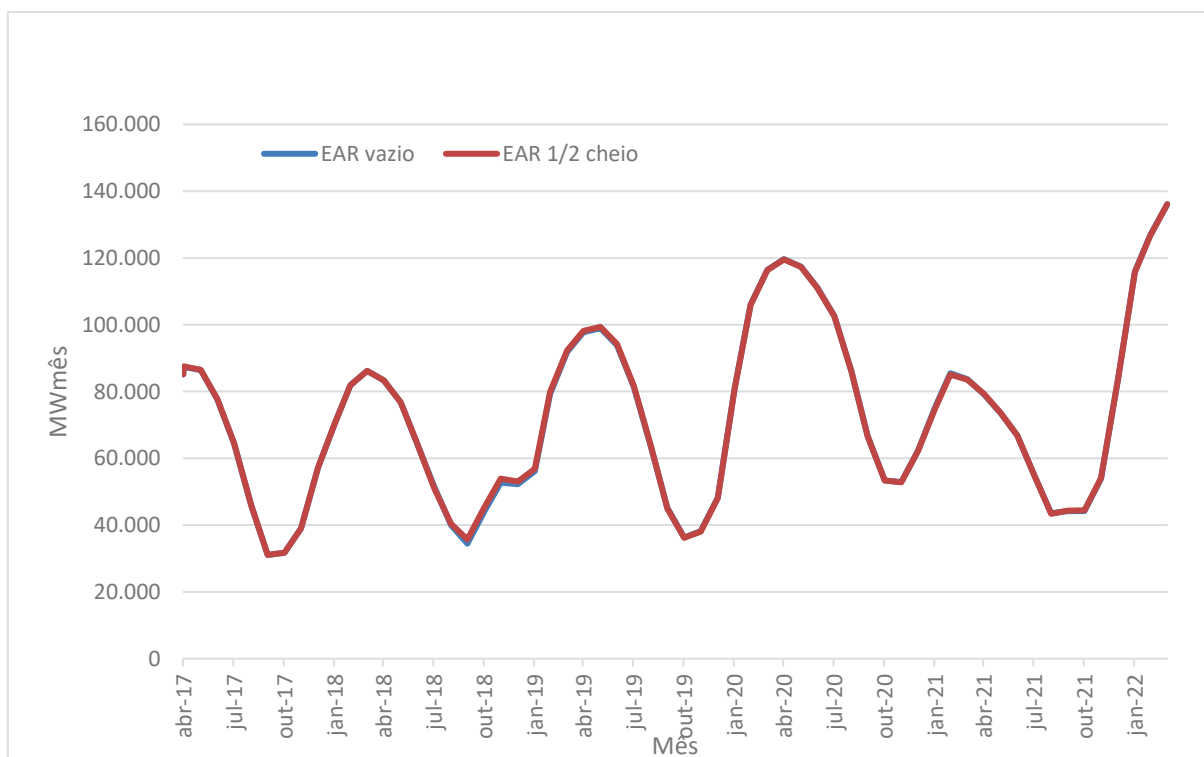
Figura 67 – Resultados Energéticos Cascata Rio Santo Antônio – Cenário 4 UHR vazia



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 68 representa a variação da energia armazenada do subsistema para as duas simulações do cenário 4. Assim como ocorreu no cenário 3, pode-se dizer que não houve uma variação significativa entre os cenários com reservatório vazio e com reservatório com metade da capacidade de armazenamento.

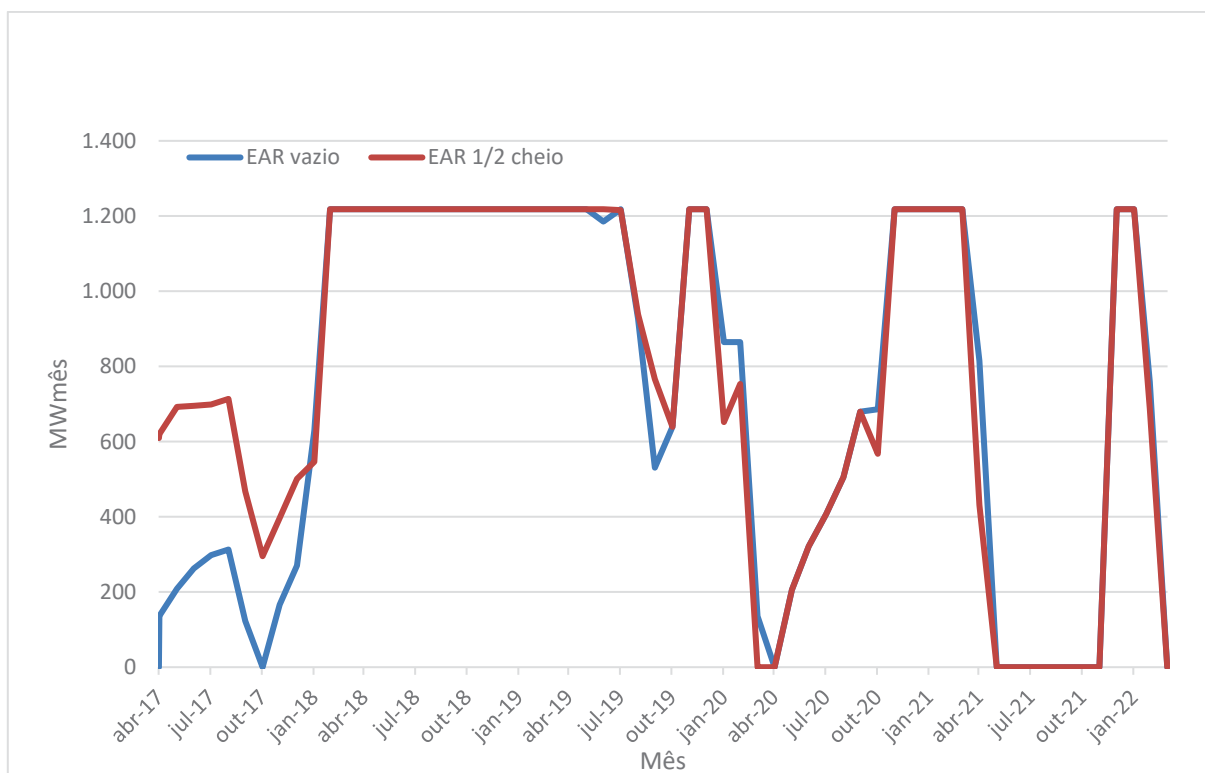
Figura 68 – Variação da Energia Armazenada do Subsistema Cenário 4



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 69 representa a variação da energia armazenada da UHR para as duas simulações do cenário 4. Diferentemente do cenário 3, observa-se que a UHR teve mais ciclos de enchimento e deplecionamento. Nota-se também que neste cenário observou-se uma menor diferença na variação da EAR da UHR entre as simulações com o reservatório iniciando vazio e a simulação com o reservatório iniciando com metade de sua capacidade.

Figura 69 – Variação da Energia Armazenada da UHR Cenário 4



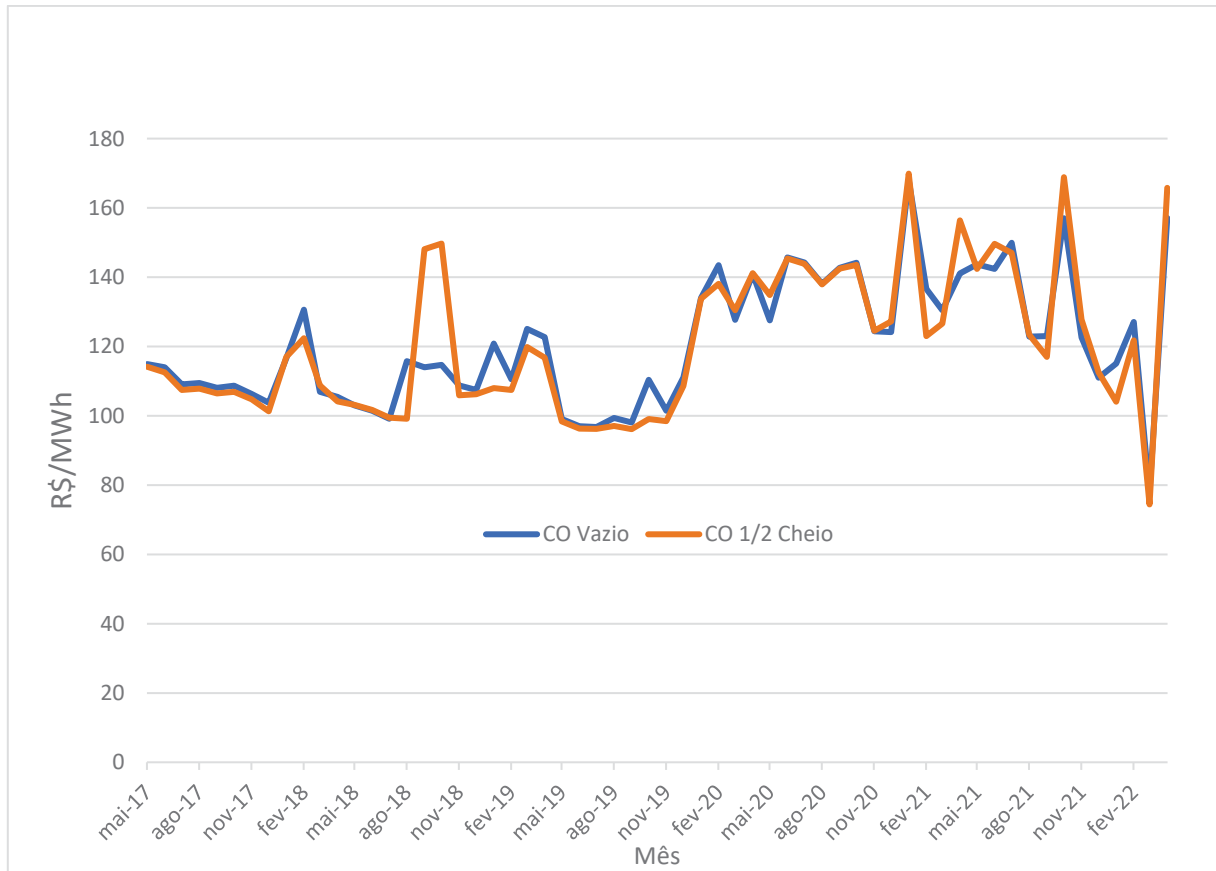
Fonte: A Autora (2022).

A Figura 70 mostra a variação do custo de operação da energia térmica despachável e da energia térmica total para o cenário 3. Os resultados dos custos operacionais médios são:

- CO médio da energia térmica do cenário com a UHR metade cheia: 120,7 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica do cenário com a UHR vazia: 120,9 R\$/MWh

Assim como no cenário 3, percebe-se que para um horizonte de análise de 5 anos, o fato de o reservatório iniciar com metade de sua capacidade ou vazio não faz diferença notável.

Figura 70 – Custo da Operação Referente à Energia Térmica Cenário 4



Fonte: A Autora (2022).

A Tabela 17 resume os resultados do custo da operação médio para os cenários 3 e 4.

Tabela 17 – Custo da Operação Térmica Cenários 3 e 4

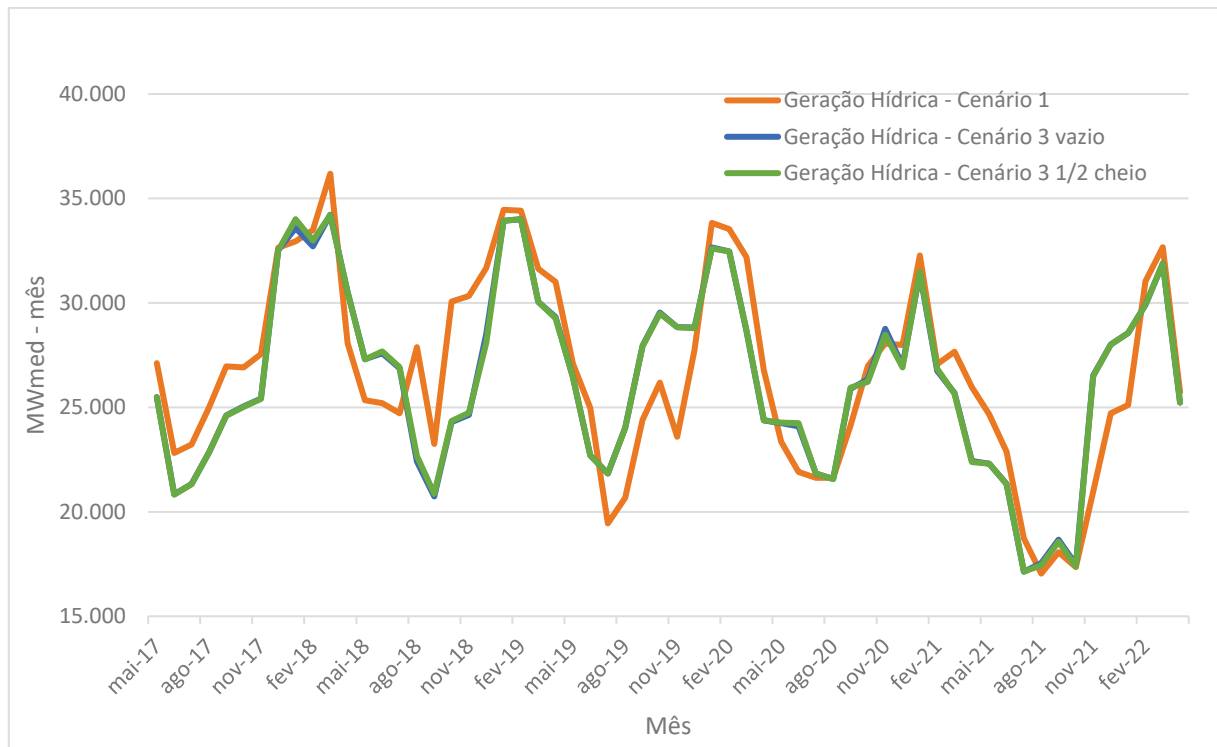
Cenário 3 – CO médio da energia térmica despachável do cenário com a UHR metade cheia	164,9 R\$/MWh
Cenário 3 – CO médio da energia térmica despachável do cenário com a UHR vazia:	165,8 R\$/MWh
Cenário 3 – CO médio da energia térmica total do cenário com a UHR metade cheia:	134,8 R\$/MWh
Cenário 3 – CO médio da energia térmica total do cenário com a UHR vazia	134,9 R\$/MWh
Cenário 4 – CO médio da energia térmica do cenário com a UHR metade cheia	120,7 R\$/MWh
Cenário 4 – CO médio da energia térmica do cenário com a UHR vazia	120,9 R\$/MWh

Fonte: A Autora (2022).

4.5 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM UHR E SEM UHR

A Figura 71 mostra, dentro do cenário que considera os contratos de energia térmica inflexível, a comparação da geração hídrica entre os cenários com UHR (cenário 3) e sem UHR (cenário 1).

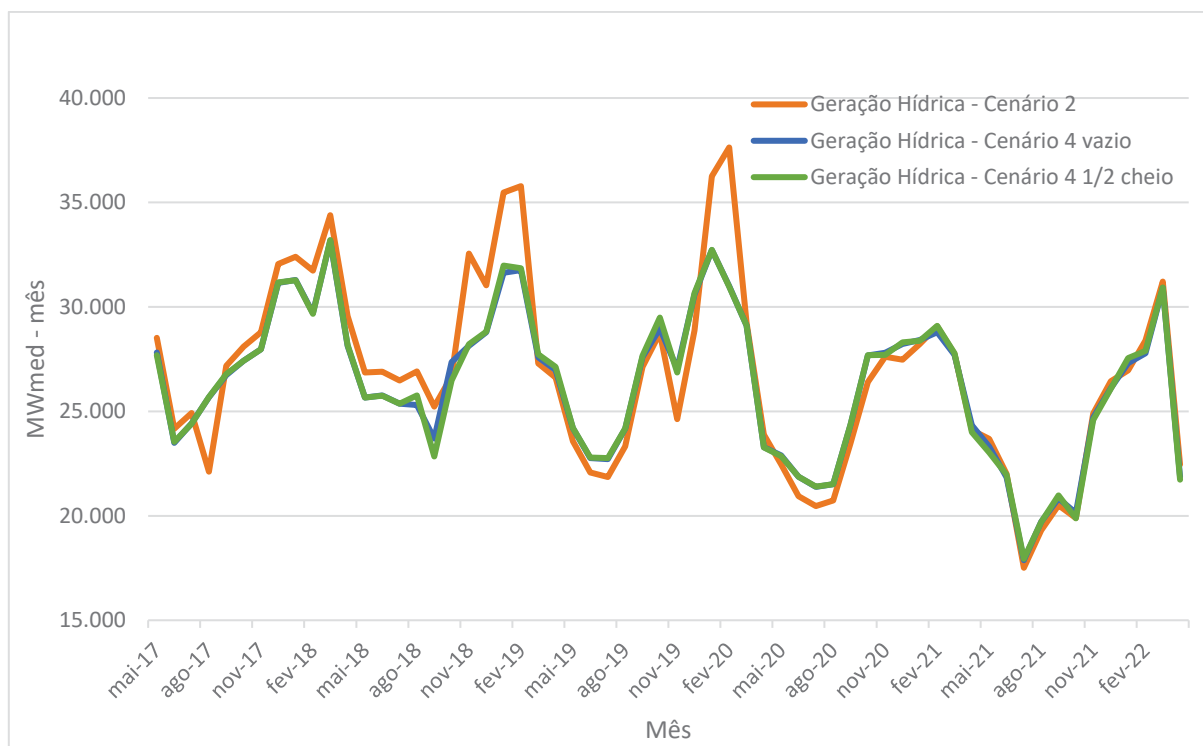
Figura 71 – Geração Hídrica Cenário 1 x Cenário 3



Fonte: A Autora (2022).

Já a Figura 72 exhibe, dentro do cenário em que não há os contratos de energia térmica inflexível, a comparação da geração hídrica entre os cenários com UHR (cenário 4) e sem UHR (cenário 2).

Figura 72 – Geração Hídrica Cenário 2 x Cenário 4

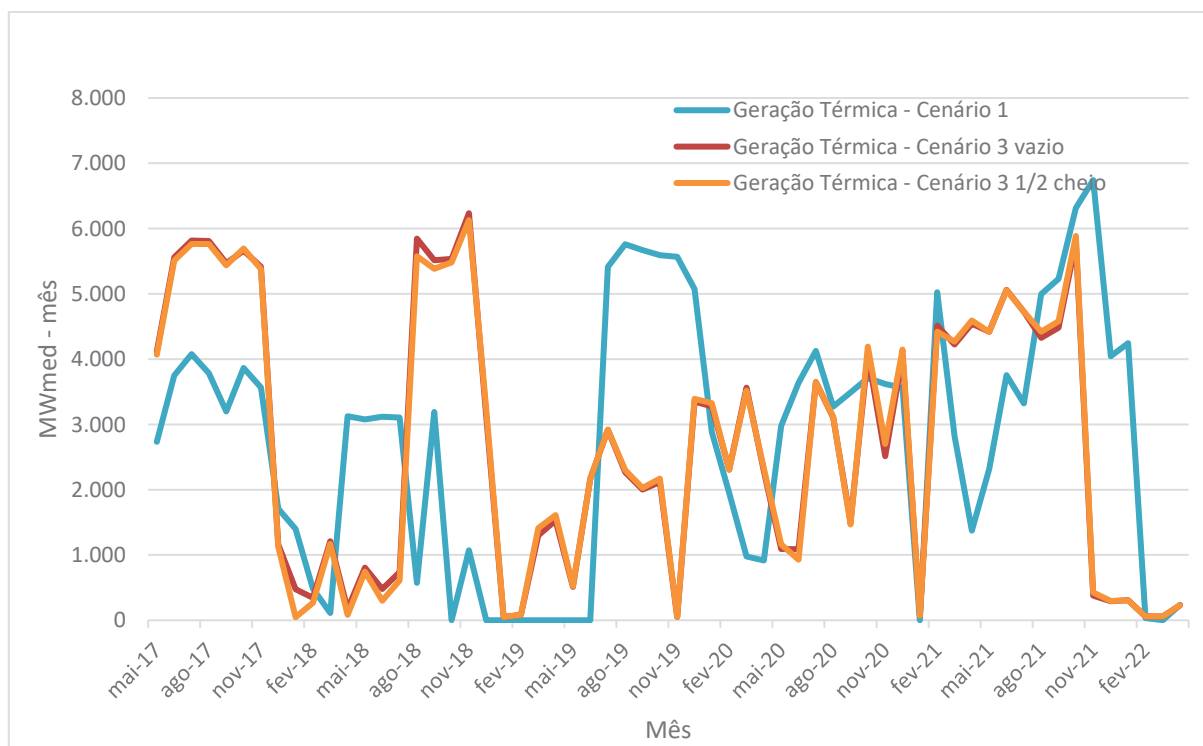


Fonte: A Autora (2022).

Percebe-se, de forma geral, maiores picos de geração hídrica nos cenários sem contrato (cenários 2 e 4). Percebe-se também que a presença das UHRs de forma geral diminui os picos de geração hídrica.

A Figura 73 representa, dentro do cenário em que os contratos de geração térmica estão vigentes, a geração térmica despachável no cenário sem UHR (cenário 1) e nos cenários com UHR (cenário 3, com UHR iniciando vazia e cenário 3, com UHR iniciando com metade de sua capacidade de armazenamento). Percebe-se que até fevereiro de 2019 a presença da UHR acentuou os picos de geração térmica e, a partir de maio de 2019, ela diminuiu o tamanho dos picos de geração. É importante ressaltar que nesse gráfico consta apenas a energia térmica despachável, pois a energia térmica inflexível é um dado de entrada igual para ambos os cenários 1 e 3.

Figura 73 – Geração Térmica Despachável Cenário 1 x Cenário 3



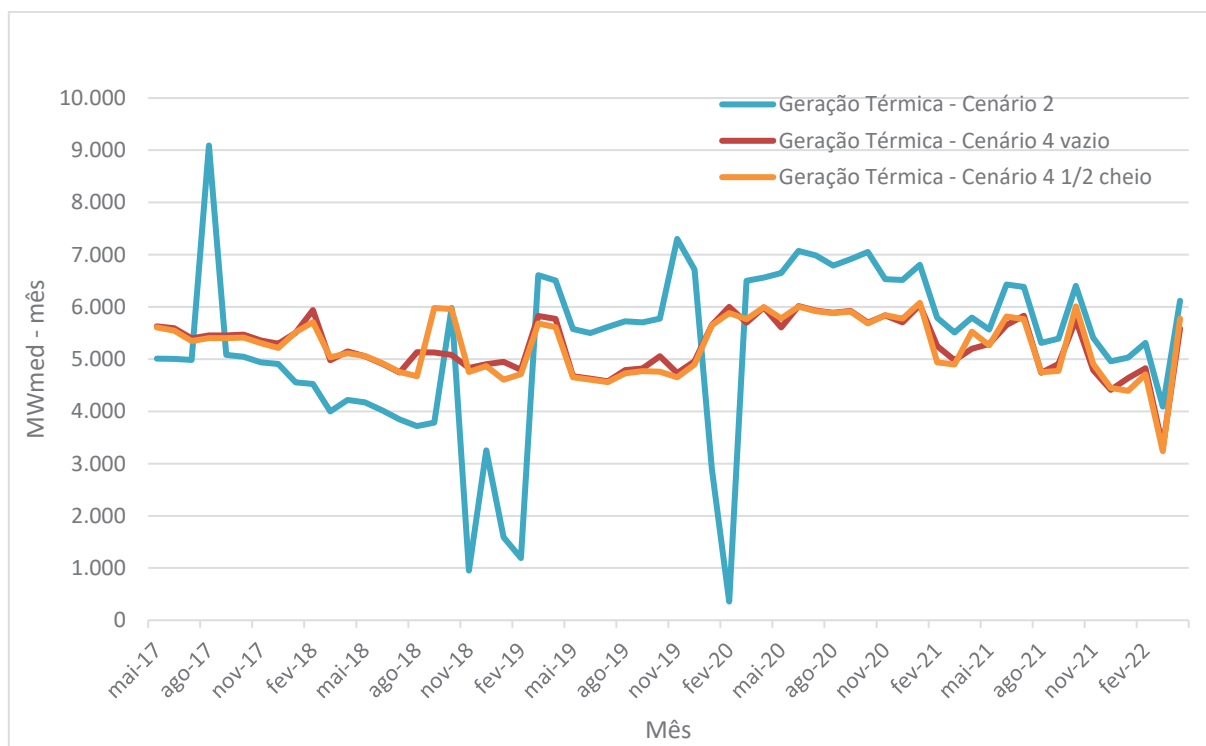
Fonte: A Autora (2022).

A Figura 74 representa, dentro do cenário em que os contratos de geração térmica não são considerados, a geração térmica despachável no cenário sem UHR (cenário 2) e nos cenários com UHR (cenário 4, com UHR iniciando vazia e cenário 4, com UHR iniciando com metade de sua capacidade de armazenamento).

Percebe-se que, diferente do observado na Figura 73, a presença da UHR diminuiu e suavizou os picos de geração térmica durante todo o período observado. Isso pode ser explicado pela diferença nas curvas do custo da energia térmica. Ao observar a curva da Figura 45 (cenários 2 e 4) percebe-se que a taxa de variação da curva aumenta bruscamente a partir de 3000 MW e a taxa continua aumentando de forma linear. Isso se explica matematicamente, já que a curva dos cenários 2 e 4 é um polinômio de segundo grau, logo, sua derivada resulta em uma função linear.

Já na curva do custo da energia térmica da Figura 44 (cenários 1 e 3), observa-se que a taxa de variação é alta até em torno de 100 MW, e a partir de 1000 MW a taxa de variação diminui até aumentar novamente a partir de 3500 MW. Dessa forma, como a operação do modelo está atrelada ao custo, percebe-se que as maiores variações da geração térmica na Figura 73 estão justamente entre 1000 MW e 4000 MW.

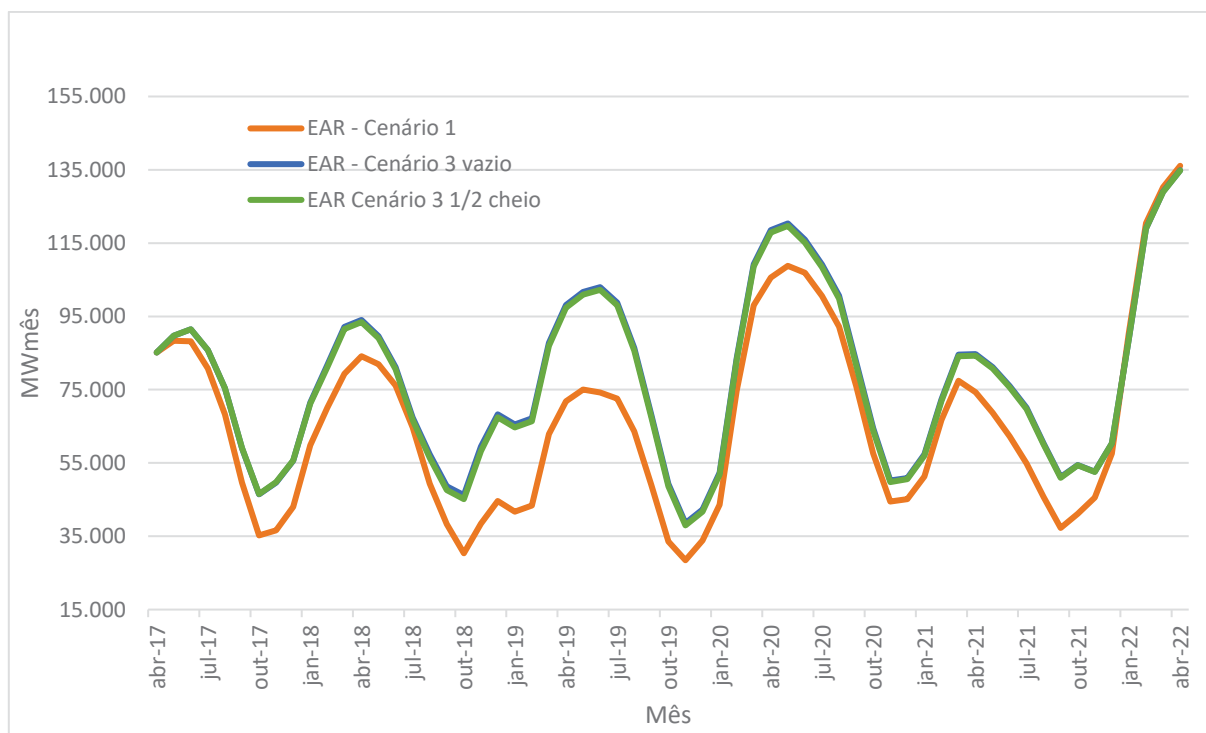
Figura 74 – Geração Térmica Cenário 2 x Cenário 4



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 75 representa a variação da EAR nos cenários 1 e 3. Nota-se que a presença da UHR no cenário 3 aumentou os pontos máximos locais da curva de EAR de seu cenário, entretanto, ela segue a mesma tendência que a EAR do cenário 1.

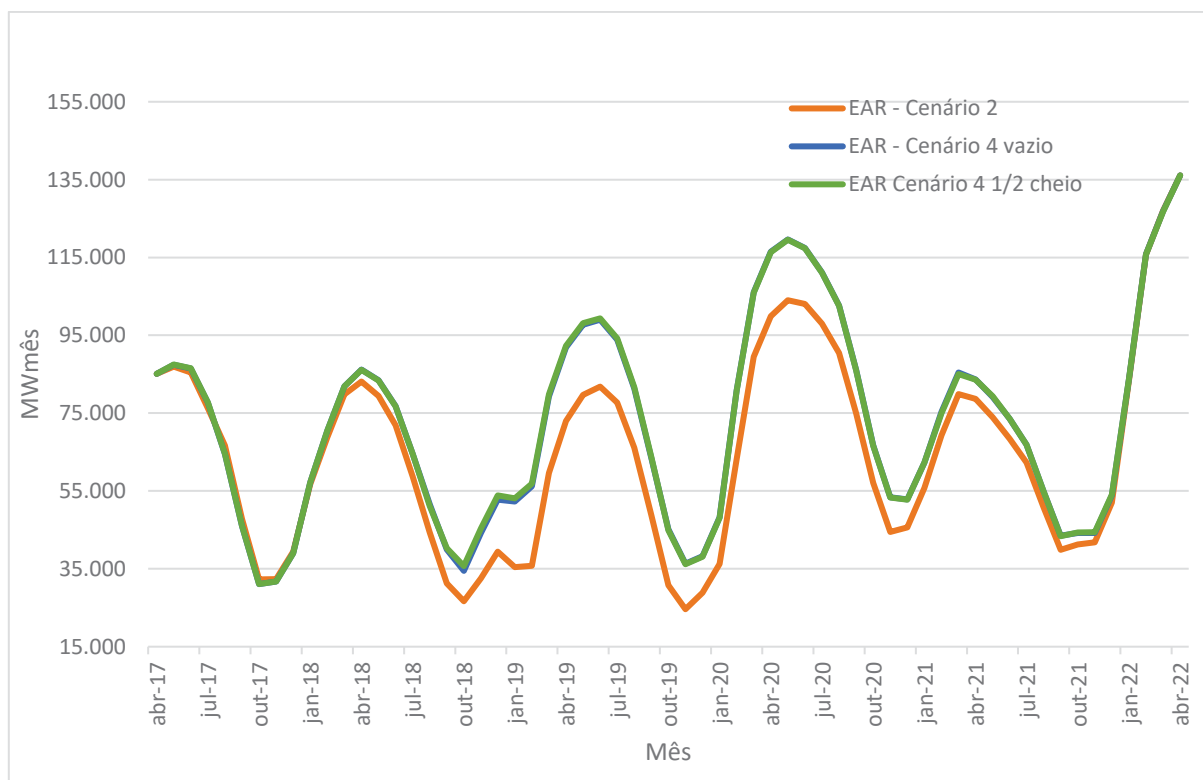
Figura 75 – Variação da Energia Armazenada do Subsistema Cenário 1 x Cenário 3



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 76 representa a variação da EAR nos cenários 2 e 4. De forma análoga a figura anterior, também se nota que a presença da UHR aumentou os pontos máximos locais da curva de EAR de seu cenário, mas segue a mesma tendência que a curva do cenário 2.

Figura 76 – Variação da Energia Armazenada no Subsistema Cenário 2 x Cenário 4

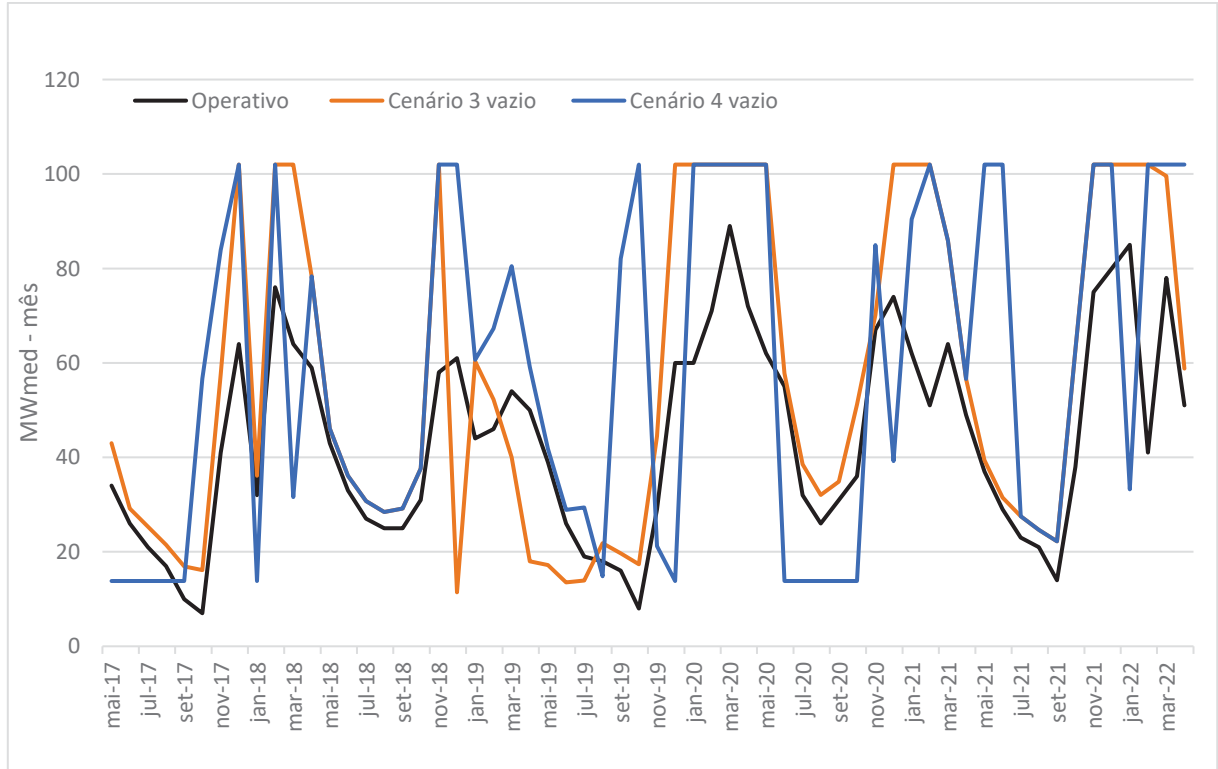


Fonte: A Autora (2022).

Nas próximas figuras, estão as comparações dos resultados de geração de cada uma das UHEs que compõem a cascata do rio Santo Antônio. Os resultados operativos de geração de cada UHE são comparados com os resultados de geração dos cenários 3 e 4 na hipótese dos reservatórios começando vazios e na hipótese dos reservatórios começando com metade de sua capacidade operativa. Em relação aos resultados do modelo, a presença da UHR conseguiu aumentar a produtividade das UHE. Entretanto, esses aumentos podem ser devidos ao modelo não considerar outros fatores que impedem uma UHE de gerar em sua potência máxima, como é observado na realidade. Além disso, notou-se nesse caso que quanto mais perto da UHR a UHE está, menores são os vertimentos, que correspondem aos períodos de máxima geração. Na seção 7.3 do apêndice encontram-se os gráficos referentes à comparação dos vertimentos observados nos dados operativos, nos cenários 3 e 4.

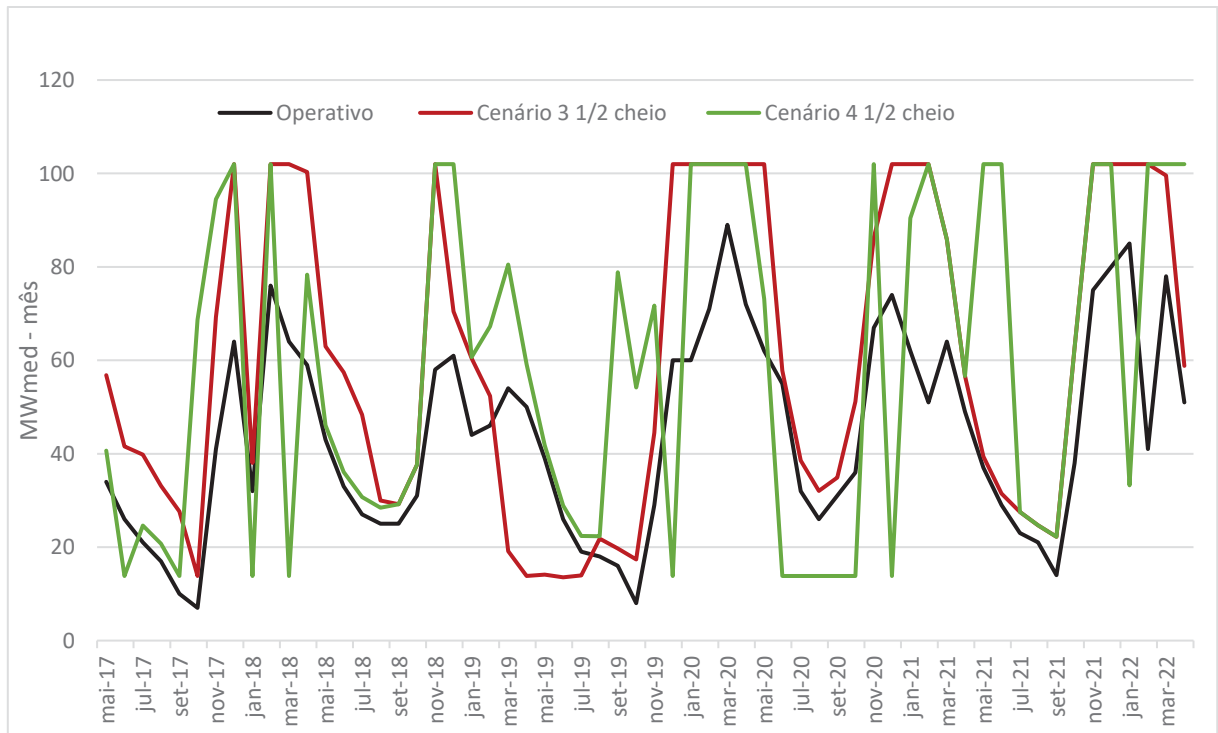
A Figura 77 e a Figura 78 comparam a geração observada nos dados operativos da UHE Salto Grande e a geração observada nos cenários 3 e 4.

Figura 77 – Comparação da Geração UHE Salto Grande (102 MW)



Fonte: A Autora (2022).

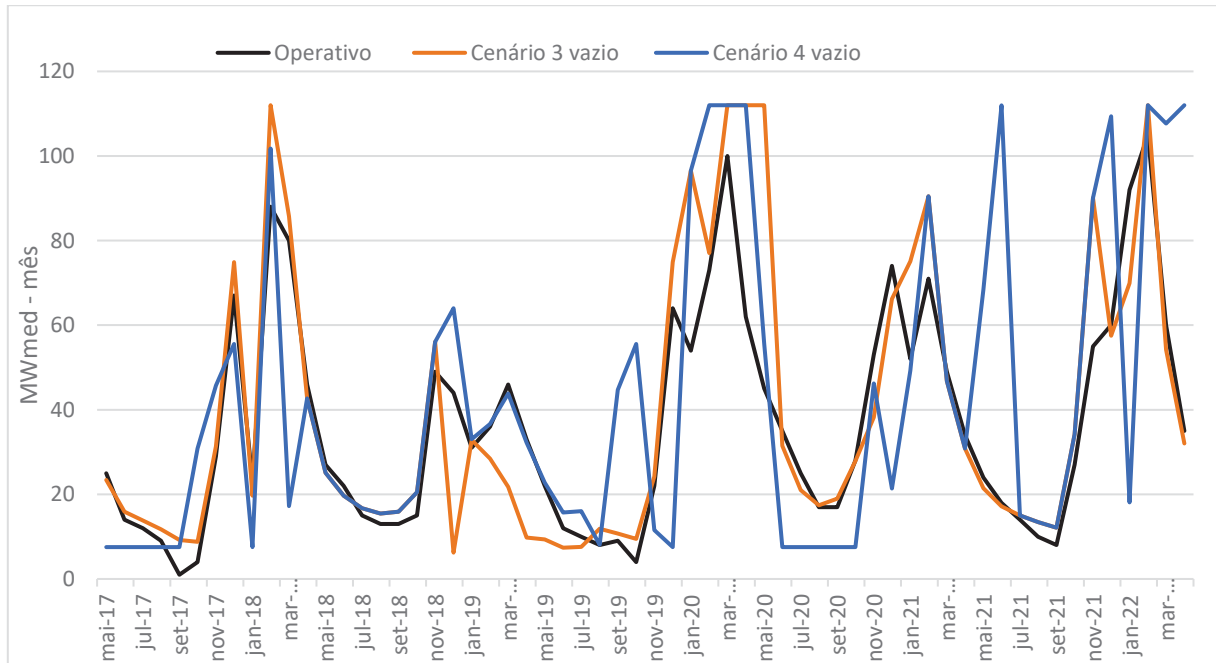
Figura 78 – Comparação da Geração UHE Salto Grande (102 MW)



Fonte: A Autora (2022).

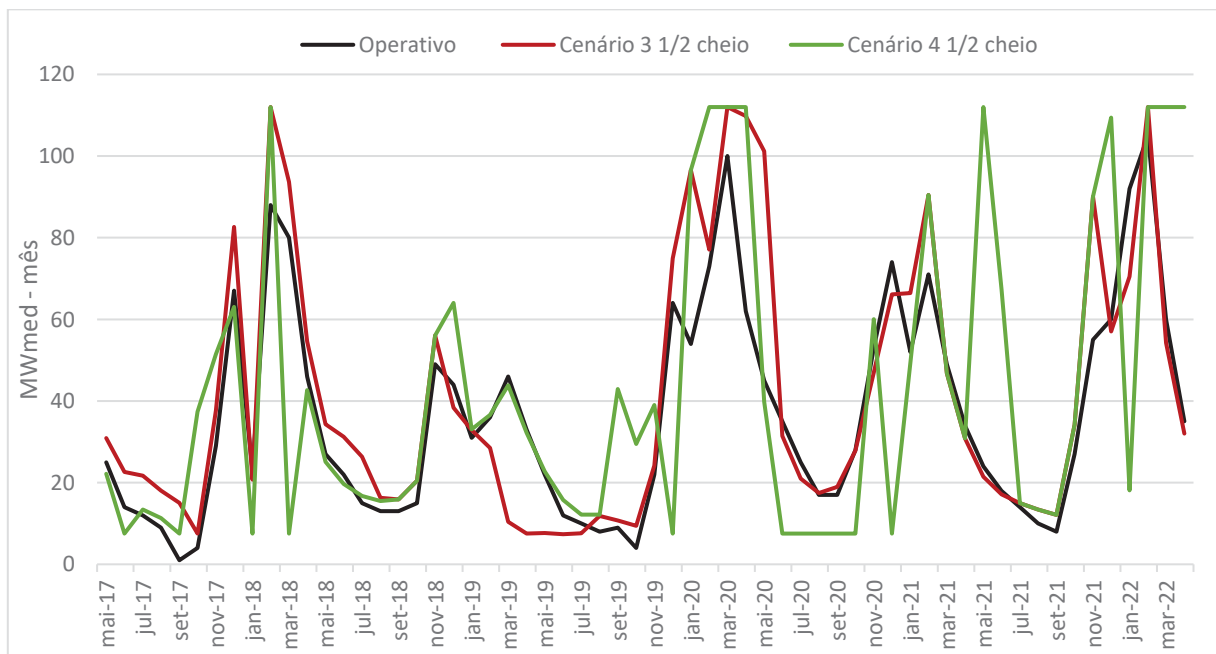
A Figura 79 e a Figura 80 compara a geração observada nos dados operativos da UHE Porto Estrela e a geração observada nos cenários 3 e 4.

Figura 79 – Comparação da Geração UHE Porto Estrela (112 MW)



Fonte: A Autora (2022).

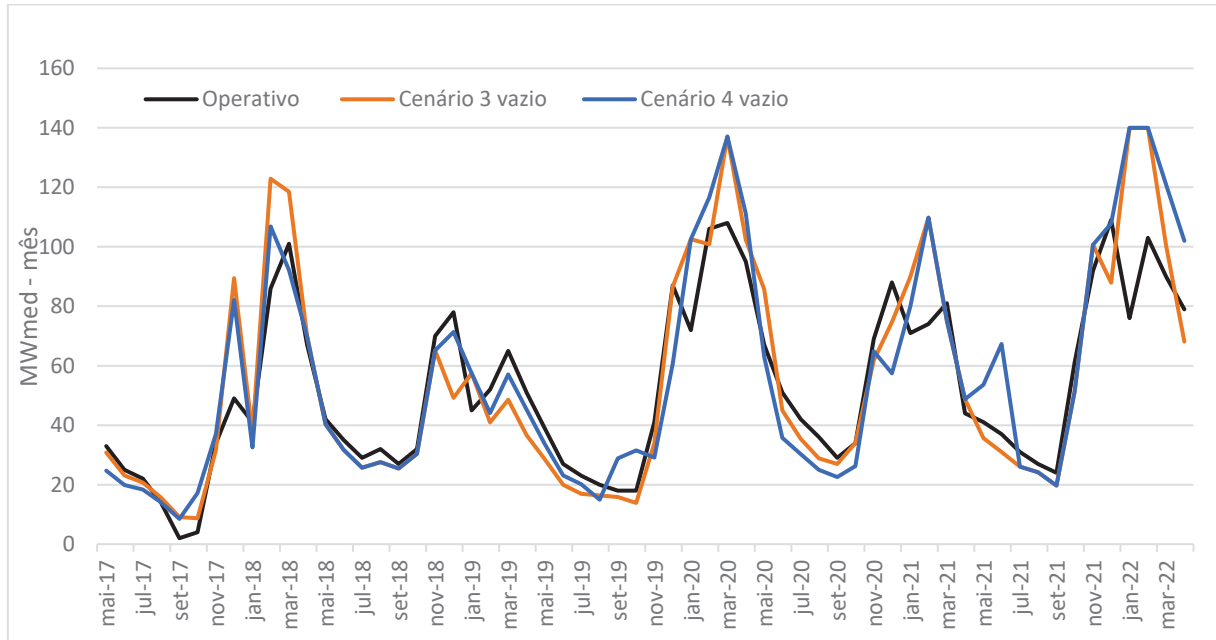
Figura 80 – Comparação da Geração UHE Porto Estrela (112 MW)



Fonte: A Autora (2022).

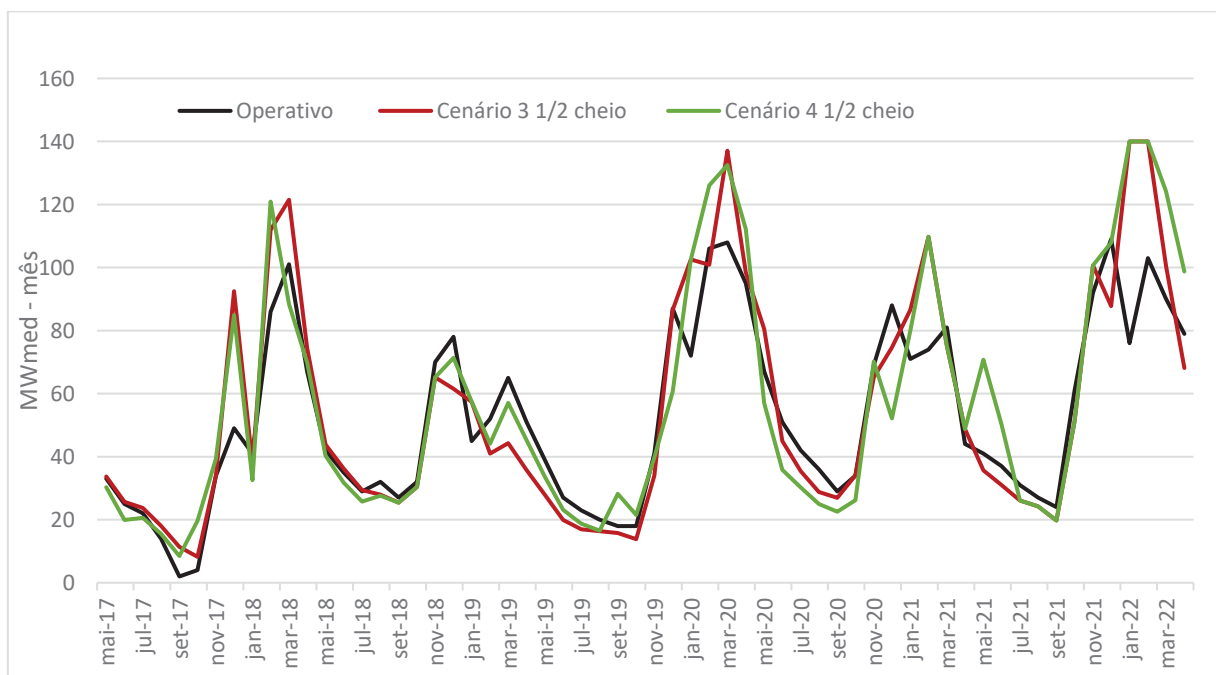
A Figura 81 e a Figura 82 compara a geração observada nos dados operativos da UHE Baguari e a geração observada nos cenários 3 e 4.

Figura 81 – Comparação da Geração UHE Baguari (140 MW)



Fonte: A Autora (2022).

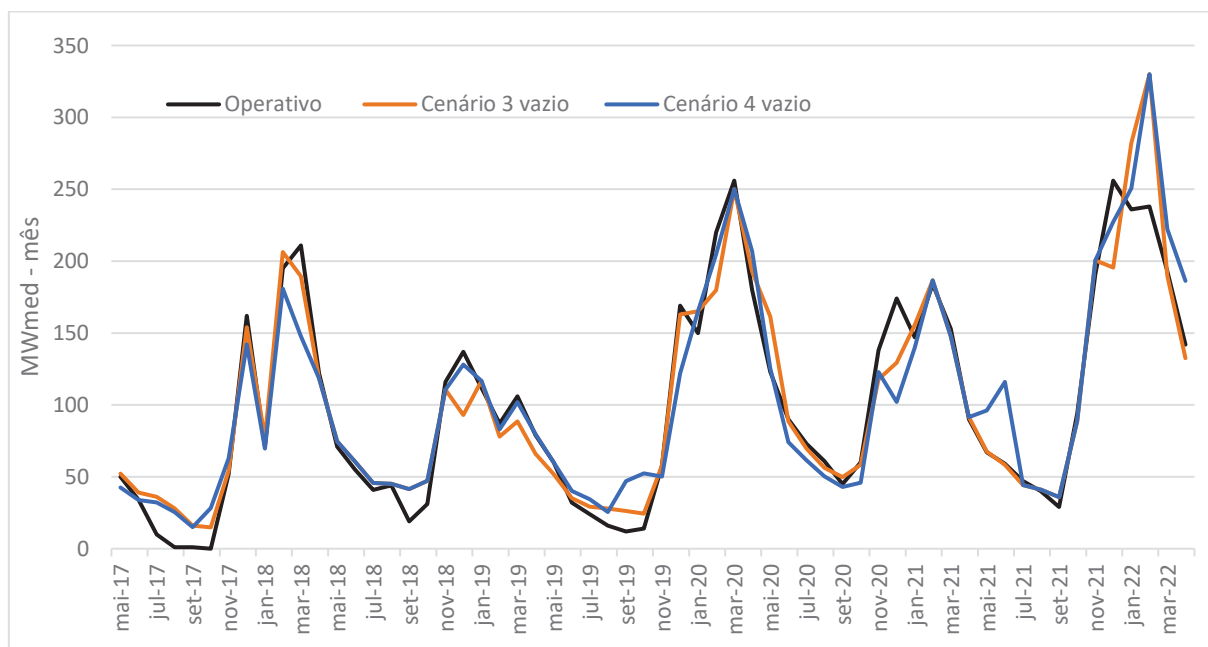
Figura 82 - Comparação da Geração UHE Baguari (140 MW)



Fonte: A Autora (2022).

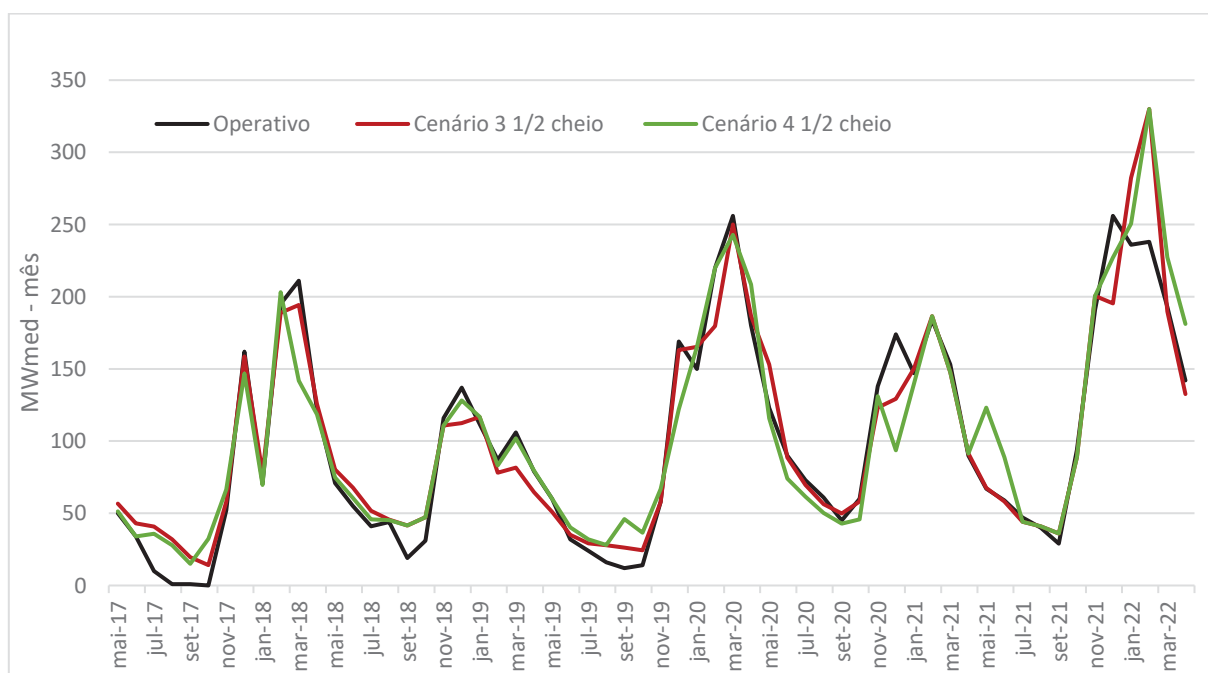
A Figura 83 e a Figura 84 compara a geração observada nos dados operativos da UHE Aimorés e a geração observada nos cenários 3 e 4.

Figura 83 - Comparação da Geração UHE Aimorés (330 MW)



Fonte: A Autora (2022).

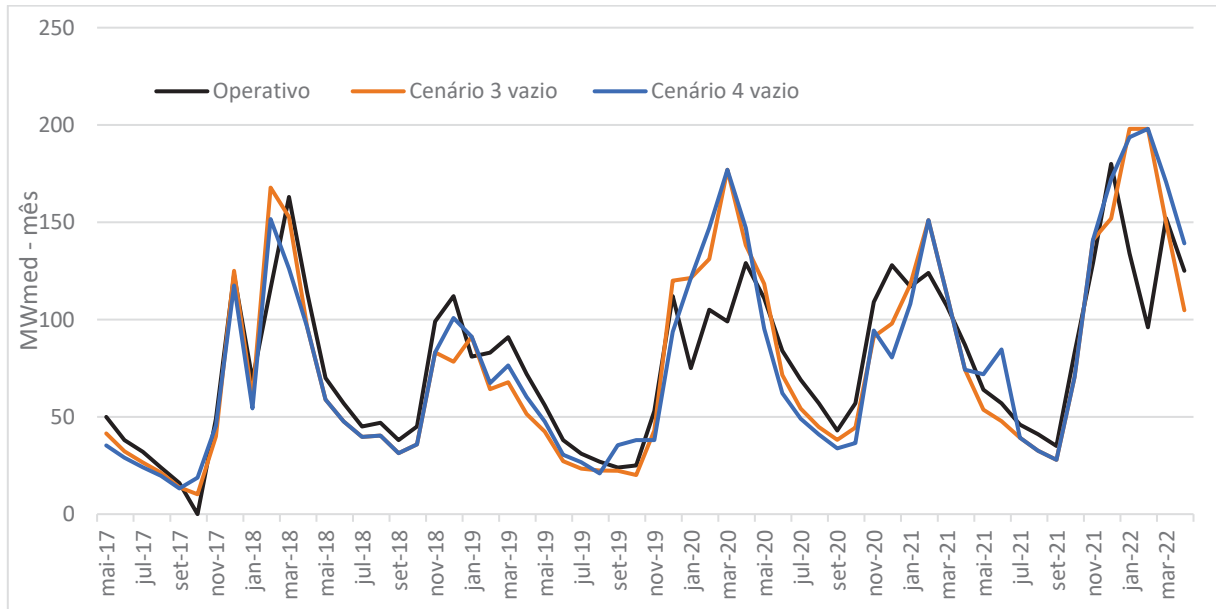
Figura 84 - Comparação da Geração UHE Aimorés (330 MW)



Fonte: A Autora (2022).

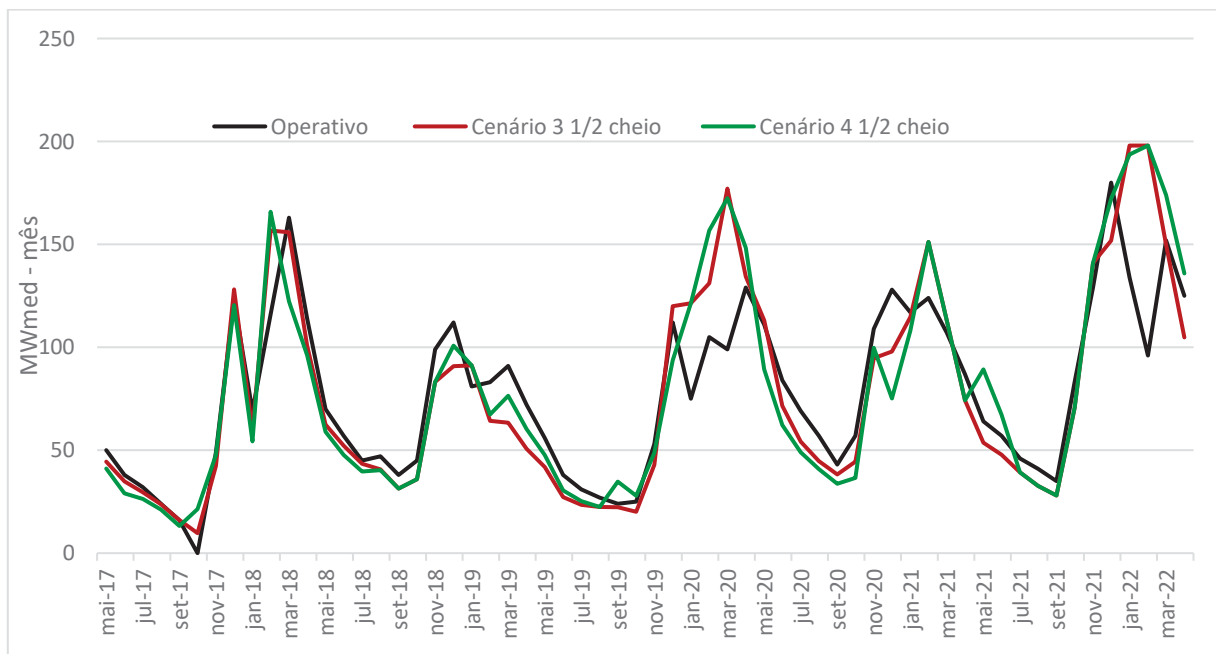
A Figura 85 e a Figura 86 compara a geração observada nos dados operativos da UHE Mascarenhas e a geração observada nos cenários 3 e 4.

Figura 85 - Comparação da Geração UHE Mascarenhas (198 MW)



Fonte: A Autora (2022).

Figura 86 – Comparação da Geração UHE Mascarenhas (198 MW)



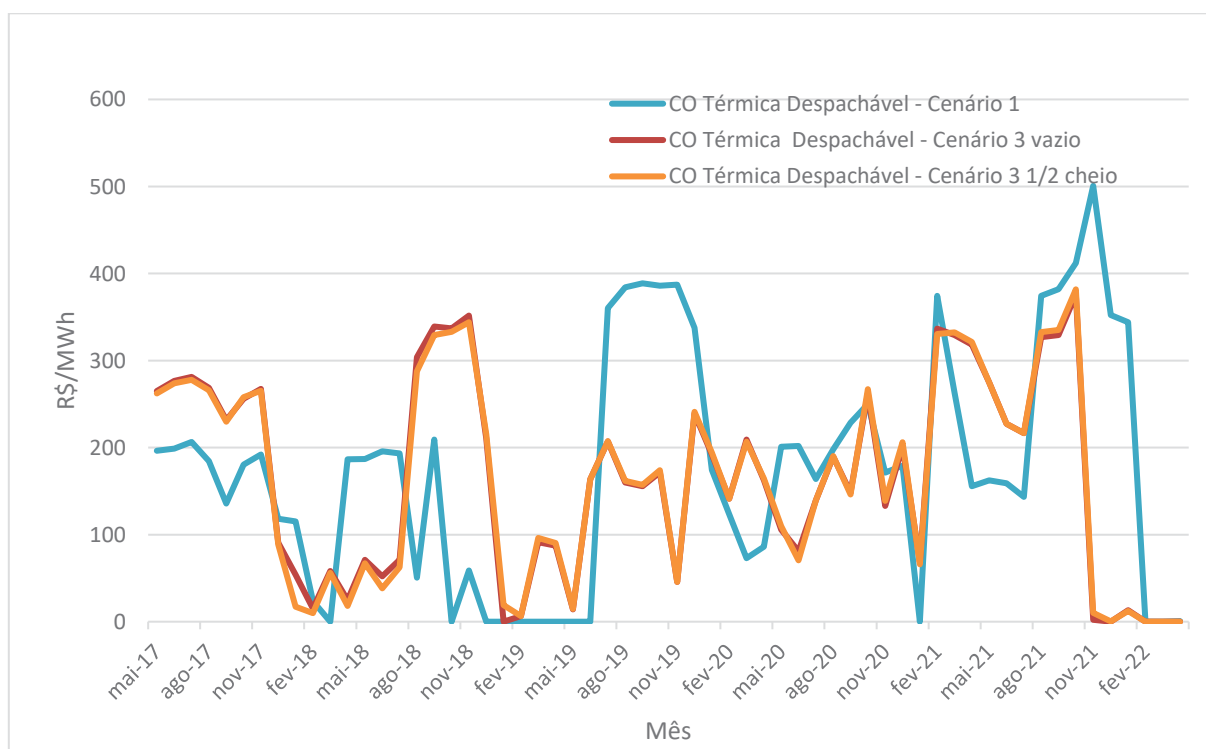
Fonte: A Autora (2022).

Como em nenhuma das soluções ocorreu déficit de energia, o custo da operação é composto apenas pelo custo da geração térmica. Dessa forma, os gráficos da variação do custo, apresentam as mesmas variações que os gráficos da geração térmica.

A Figura 87 representa a variação do CO da geração térmica despachável dos cenários 1 e 3. Os CO médios são:

- CO médio da geração térmica despachável – Cenário 1: 175,86 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica despachável do cenário 3 com a UHR metade cheia: 164,9 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica despachável do cenário 3 com a UHR vazia: 165,8 R\$/MWh

Figura 87 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Despachável Cenário 1 x Cenário 3



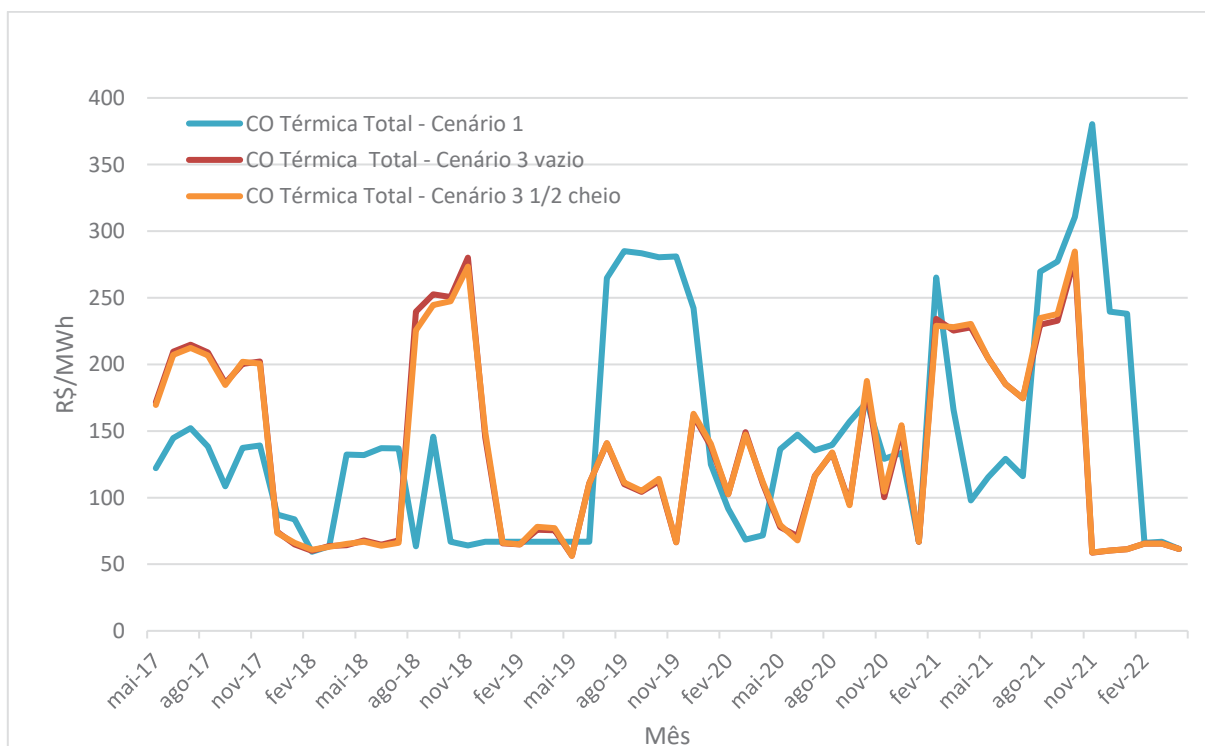
Fonte: A Autora (2022).

A Figura 88 representa a variação do CO da geração térmica total dos cenários 1 e 3. Os CO médios são:

- CO médio da geração térmica despachável – Cenário 1: 143,22 R\$/MWh.

- CO médio da energia térmica total do cenário 3 com a UHR metade cheia: 134,8 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica despachável do cenário 3 com a UHR vazia: 134,93 R\$/MWh

Figura 88 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Total Cenário 1 x Cenário 3

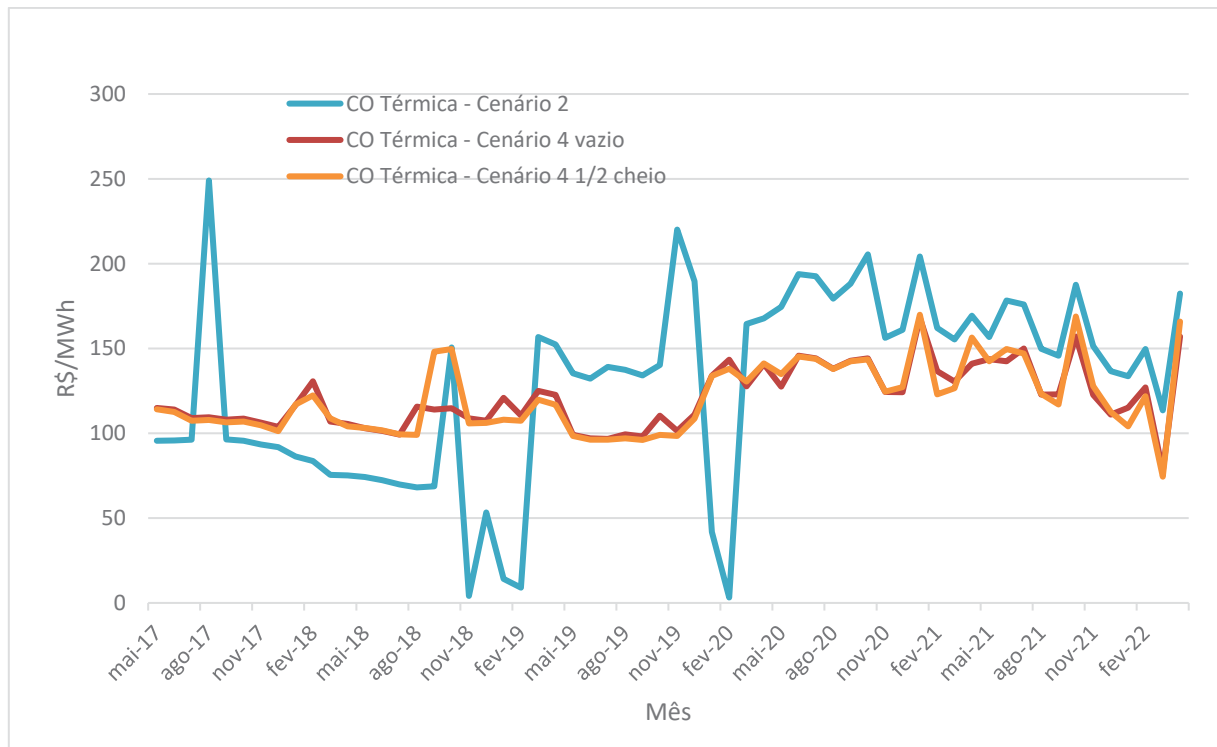


Fonte: A Autora (2022).

A Figura 89 representa a variação do CO da geração térmica total dos cenários 2 e 4. Os CO médios são:

- CO médio da geração térmica despachável – Cenário 1: 128,95 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica do cenário 4 com a UHR metade cheia: 120,70 R\$/MWh
- CO médio da energia térmica do cenário 4 com a UHR vazia: 120,90 R\$/MWh

Figura 89 – Custo Operativo Referente a Energia Térmica Cenário 2 x Cenário 4



Fonte: A Autora (2022).

5 CONCLUSÕES

Esta dissertação se propôs a analisar os impactos que uma UHR pode ter se implementada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN. Os objetivos propostos foram atendidos e, apesar de suas limitações, o modelo se mostra satisfatório, pois permite que se observe os impactos causados pela UHR minimizando a ação de outros fatores operativos. Os resultados do trabalho permitiram analisar a operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com e sem a UHR durante os 5 anos de análise.

A primeira comparação dos resultados dos cenários 1 e 2 (ambos sem UHR) com os dados operativos confirmam a consistência do modelo. Entretanto, é importante ressaltar que os resultados de geração térmica têm alguns pontos que podem divergir com o que seria esperado em termos de operação real por apresentar variações repentinas muito bruscas. Isso acontece por conta da limitação do modelo que não considera rampas ou penalidades para cada acionamento de unidades térmicas.

Comparando o cenário 1 – sem UHR com geração térmica mínima – com o cenário 2 – sem UHR e sem geração mínima – custo da operação (CO) da energia térmica despachável médio do cenário 1 é de 175,86 R\$/MWh e o CO médio da energia térmica total é de 143,22 R\$/MWh. Já no cenário 2 a média do CO da energia térmica foi de 128,95 R\$/MWh, ou seja, 14,27 R\$/MW menor que o cenário 1. Esse resultado sugere que, nesse período de análise, a ordem de mérito da geração térmica sem inflexibilidade da usina térmica consegue otimizar mais o CO do que no cenário com a restrição de inflexibilidade térmica definida. Em outras palavras, pode-se ter contratos de geração térmica inflexível que otimizem mais o CO do que a geração térmica inflexível vigente no período de análise (cenário 1). Tendo em vista que muitos incentivos e subsídios para a geração térmica vencerão nos próximos dez anos, priorizar ainda mais a concessão de benefícios ou contratos de inflexibilidade para usinas térmicas com menor custo de geração pode ser um fator a ser levado em conta ao se pensar no planejamento e otimização da operação do SIN para os anos posteriores. Isso sem mencionar que um planejamento econômico adequado deve avaliar a criação de incentivos ou subsídios após o estudo econômico.

Pode-se observar também que a presença da UHR no subsistema, tanto no cenário 3 quanto no cenário 4 diminui os picos de geração hídrica do sistema, cumprindo seu papel esperado de deslocar blocos de geração de energia ao longo do

tempo. Ao observar a influência da UHR na cascata do rio Santo Antonio, pode-se notar que a UHR é capaz de aproveitar excedentes energéticos, aumentando a produtividade das 5 UHEs da cascata.

Em relação à geração térmica, percebe-se uma diferença significativa entre a curva do custo da geração térmica dos cenários 3 e 4. No cenário 4, a presença da UHR diminui e suaviza os picos de geração térmica durante todo o período observado. Já no cenário 3, observa-se uma acentuação dos picos de geração térmica até fevereiro de 2019. Após essa data, a presença da UHR diminui o tamanho dos picos de geração. Essa diferença reflete a influência das diferentes curvas do custo da geração térmica em cada um dos cenários.

No que diz respeito ao custo da operação, há uma diminuição desse valor em ambos os cenários com UHR quando comparados aos cenários sem UHR correspondentes. A inserção da UHR diminui o custo da operação, o que significa que, embora o total de energia gerado pelas usinas térmicas seja o mesmo nos 4 cenários, em regra, a presença da UHR consegue diminuir a variação do despacho térmico de forma que o sistema possa acionar as térmicas com o custo em média 8,3 R\$/MWh mais baixo no caso de um sistema operando com inflexibilidade térmica e 8,05 R\$/MWh mais baixo no caso de um sistema operando sem a condição de inflexibilidade. Dessa forma, conclui-se que, nas condições analisadas, as UHRs têm o potencial de reduzir o custo da operação do sistema como um todo.

Como este trabalho aborda a questão do custo operacional do sistema, sugere-se para estudos futuros que sejam analisados possíveis mecanismos regulatórios que quantifiquem os benefícios que uma UHR pode trazer para o sistema com o propósito de avaliar a viabilidade de sua implementação, tanto sob o ponto de vista do investidor privado, quanto sob ponto de vista do Estado.

Sugerem-se também análises em relação aos impactos da inserção de UHRs em outros subsistemas, para identificar como a UHR afeta o comportamento em sistemas com diferentes curvas de custo da geração térmica. Seria especialmente interessante analisar a inserção de UHRs no subsistema Nordeste, que conta com uma parcela grande de geração eólica em sua matriz que, nesses casos, pode ter seu aproveitamento otimizado pelas UHRs.

Outra análise sugerida é a simulação da operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste considerando outros elementos na composição do custo, como o custo da energia futura e o custo dos vertimentos e considerando diferentes

patamares de carga intra-mensal, para assim capturar com mais sensibilidade flutuações em relação a curva de carga.

Por fim, sugere-se o desenvolvimento da análise do impacto de UHRs de ciclo diário. Por meio dela, espera-se poder observar o impacto que UHRs podem ter no atendimento de demandas de pico ao longo do dia.

6 REFERÊNCIAS

ALMEIDA, J. Á. J. D. **P&D no Setor Elétrico Brasileiro: um estudo de caso na companhia hidro elétrica do São Francisco**. Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2008.

ANTAL, B. A. **Pumped Storage Hydropower: A Technical Review**. University of Colorado. Boulder. 2014.

BALANÇO Energético Nacional. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-interativo>>.

BARBOUR, E. et al. A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in Significant International Electricity Markets. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 22 Abril 2016. 421-432.

BETTEGA, R. **Influência das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Desempenho do Sistema Interligado Brasileiro**. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2020.

BETTEGA, R.; BESSA, M. R.; FERNANDES, T. S. P. Usinas Hidrelétricas Reversíveis em sistemas de grande porte: um estudo de caso para a região Sul do Brasil. **Espaço Energia**, n. 33, p. 44-53, Outubro 2020.

BRASIL. Lei 10.847. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022

BRASIL. Lei 10.848. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022

BRITO, M. C. T. D. **Análise da Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2016.

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.

CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/governanca>>. Acesso em: 22 Janeiro 2022.

CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

CCEE. CCEE, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-divulgacao-do-custo-de-deficit-e-memoria-de-calculo-referente-ao-ano-2022>>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

CEMIG. CEMIG - UHE SALTO GRANDE, 2022. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/usina/uhe-salto-grande/>>. Acesso em: Junho 2022.

CLIMATE DATA. Climate Data, 2022. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/>>. Acesso em: 9 Outubro 2022.

DEANE, J. B.; Ó GALLACHÓIR, B. P.; MCKEOGH, E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 1293-1302, 2010.

EPE. **Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2019.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2020.

EPE. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**. [S.l.]. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

FALCETA, F. A. M.; ZAMPON, R. C. Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro. **Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**, Bento Gonçalves, 2013.

GESEL, G. D. E. D. S. E.-. **A Viabilidade das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2021.

HUNT, J. D.; BYERS, E.; RIAHI, K.; LANGAN S. Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir. **Energy Conversion and Management**, v. 166, p. 385-401, Maio 2018.

IHA. **International Hydropower Association**, 2018. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/news/pumped-storage-hydropower-to-turbocharge-the-clean-energy-transition>>. Acesso em: 10 Janeiro 2022.

IHA. International Hydropower Association, 2018. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/news/pumped-storage-hydropower-to-turbocharge-the-clean-energy-transition>>. Acesso em: 22 Janeiro 2022.

IHA. **The World's Water Battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition**. International Hydropower Association. [S.l.]. 2018.

IHA. **IHA's 2020 Hydropower Status Report**. International Hydropower Association. [S.l.]. 2020.

LOPES, J. E. G. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica**. Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2007.

NACIF, L. A.; LOCATELLI, F. A.; CAMARGO, R. Análise da repotenciação de Usinas Hidrelétricas do SIN utilizando unidades geradoras reversíveis. **XXIII SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, Foz do Iguaçu, Outubro 2015.

NETO, M. G. **Aplicação dos Métodos Evolucionário e Gradiente Reduzido Generalizado a Fim de Otimizar Modelos não Lineares na Nutrição de Precisão**. Universidade Estadual Paulista. [S.l.]. 2017.

ONS. **Sobre o SIN**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

ONS. **Submódulo 2.4 - Critérios para estudos energéticos hidrológicos**. Operador Nacional do Sistema. [S.l.]. 2020.

ONS. **Plano da Operação Energética 2021 - 2025**. Operador Nacional do Sistema. [S.l.]. 2021.

ONS. **Dados Abertos, 2022**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 Janeiro 2022.

PORTAL Brasileiro de Dados Abertos. Disponível em: <<https://dados.gov.br/organization>>. Acesso em: 22 Janeiro 2022.

POWER. Power, 2018. Disponível em: <<https://www.powermag.com/award-winning-pumped-storage-hydro-facility-a-modern-marvel/>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

RAIMUNDO, D. R. **Análise ambiental de projeto de armazenamento de energia**. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2019.

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, 2015.

SANTOS, F. M. **Sistema Elétrico Brasileiro: Histórico, Estrutura e Análise de Investimento no Setor**. Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá. 2015.

SIGA/ANEEL. Disponível em: <<http://bit.ly/39LK90S>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

SZATKOWSKI, N. D. R. **Análise da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro Sob o Ponto de Vista do Custo Marginal**. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2020.

VATTENFALL, 2004. Disponível em: <<https://powerplants.vattenfall.com/goldisthal/>>. Acesso em: Janeiro 2022.

VIEIRA, F.; RAMOS, H. M. Hybrid solution and pump-storage optimization in water supply system. **Energy Policy**, v. 36, p. 4142-4148, Setembro 2008.

7 APÊNDICE

7.1 DADOS OPERATIVOS

Dados em MWmed no mês (1 MW médio em 1 mês = 720 MWh)								
Mês	DE	GH tipo I	GH tipos II e III	GT tipo I	GT tipo II e III	GE	GS	Intercâmbio Líquido (Exportação Líquida)
mai de 17	36876	27350	2063	6217	3412	5,9	0,3	2132
jun de 17	36521	25163	1741	4052	3969	4,1	0,3	-1626
jul de 17	35371	23800	1588	6139	4216	4,6	0,3	347
ago de 17	36550	24037	1476	7193	4188	9,1	0,4	328
set de 17	38239	25187	1310	7095	4401	16,4	8,7	-246
out de 17	38998	25934	1393	7240	3829	13,6	41,8	-573
nov de 17	38197	26615	1866	7147	3135	9,7	39,4	578
dez de 17	38397	31208	2519	5794	1704	8,2	52,8	2851
jan de 18	40095	32612	2617	4351	727	10	74,9	296
fev de 18	39962	32206	3127	4055	839	6,5	63,7	334
mar de 18	41890	34188	3212	4199	1247	3,7	81,7	1041
abr de 18	39591	29591	2907	4199	3008	1,9	88,6	203
mai de 18	37338	26071	2405	4954	3817	2,3	102,7	15
jun de 18	37074	25128	2103	5798	4380	4,2	105,6	444
jul de 18	37060	24396	1793	5921	4565	4,7	120,3	-260
ago de 18	37393	25233	1715	5405	4218	5	116,4	-701
set de 18	38124	22390	1602	6615	4039	7,4	133,3	-3337
out de 18	39317	27596	1907	5071	3467	9,6	116,6	-1149
nov de 18	39103	30701	2640	2796	2725	9,3	105,3	-127
dez de 18	39816	30930	2847	3353	1572	6,5	141,7	-966
jan de 19	43247	32895	2740	4168	743	13,5	188,2	-2500
fev de 19	42051	30827	2789	6142	916	5,6	161,8	-1208
mar de 19	40575	29540	2995	4367	1379	3,6	157	-2134
abr de 19	40439	29641	2841	3482	2682	4,2	153,7	-1634
mai de 19	39078	26247	2520	2892	3989	3,5	149,5	-3277
jun de 19	37204	23842	1990	3744	4152	3,1	166,8	-3309
jul de 19	36487	22675	1767	4796	4250	5,1	177,5	-2817
ago de 19	37097	22893	1627	6154	4437	6,9	206,9	-1772
set de 19	39420	26779	1556	6051	4166	10,2	231,6	-627
out de 19	40730	28022	1664	6508	4076	11,9	253,9	-194
nov de 19	39653	25590	2133	6335	3314	6,8	227,9	-2046
dez de 19	38743	30437	2804	5155	1671	8,7	232,2	1565
jan de 20	40803	33673	3016	5475	817	5,9	210,4	2394
fev de 20	41095	34223	3377	3768	804	5,6	197,2	1279
mar de 20	39831	32308	3386	3451	1319	2,3	214,7	849
abr de 20	35356	27177	3015	3268	3116	2,2	210,6	1433

mai de 20	34601	25862	2626	3234	3958	3,2	198,5	1282
jun de 20	35768	24706	2224	3304	4175	4,1	192,8	-1163
jul de 20	36674	25252	1948	2206	4325	5,1	219,1	-2719
ago de 20	37440	24914	1739	2608	4172	8,8	234,3	-3763
set de 20	40812	27186	1565	3202	4225	11,1	264,8	-4358
out de 20	41494	27290	1757	6165	3929	8,2	217,3	-2127
nov de 20	40061	26885	2146	7254	3264	6,2	248,8	-257
dez de 20	40771	26949	2498	7048	1582	11,2	235,9	-2448
jan de 21	42107	28621	2734	6417	813	13,3	240,7	-3268
fev de 21	42337	29834	2972	5027	871	7	205	-3422
mar de 21	42491	26729	2987	6528	1200	5,1	247,5	-4795
abr de 21	39701	23992	2495	5907	2806	3	232,9	-4266
mai de 21	39124	24337	2091	4911	4147	2,8	209,6	-3426
jun de 21	38225	22558	1848	5879	4251	4	201,5	-3483
jul de 21	37049	17681	1658	6213	4622	4,4	232,3	-6638
ago de 21	38573	17543	1508	7076	4521	8,4	269,4	-7648
set de 21	40778	18896	1429	7004	4289	8,7	305	-8847
out de 21	38995	18205	1960	8089	3137	6,7	285,6	-7311
nov de 21	39936	22438	2608	7859	2009	5,9	312,1	-4705
dez de 21	40156	24426	3081	6980	1002	6,5	304,9	-4356
jan de 22	41487	25158	3282	6834	723	9	305,9	-5175
fev de 22	42861	27939	3474	5764	691	5,9	309,1	-4678
mar de 22	44673	30842	3248	4463	859	8,8	343,2	-4909

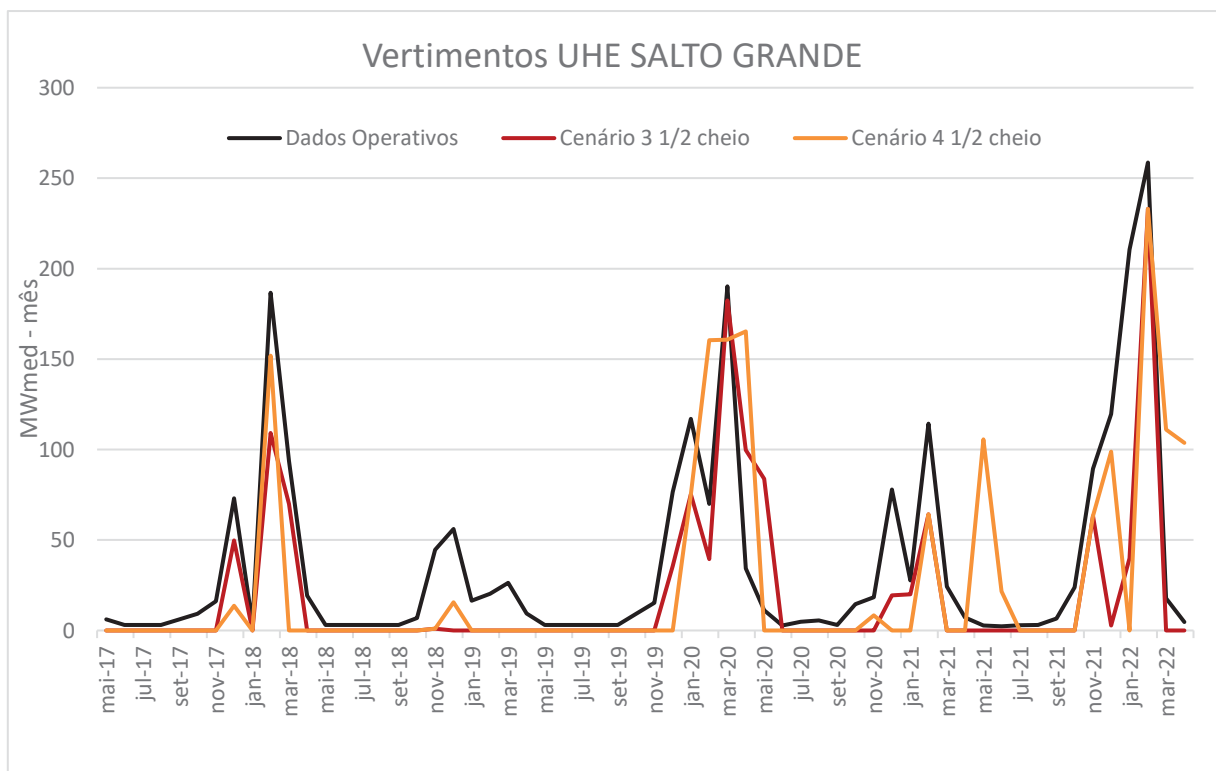
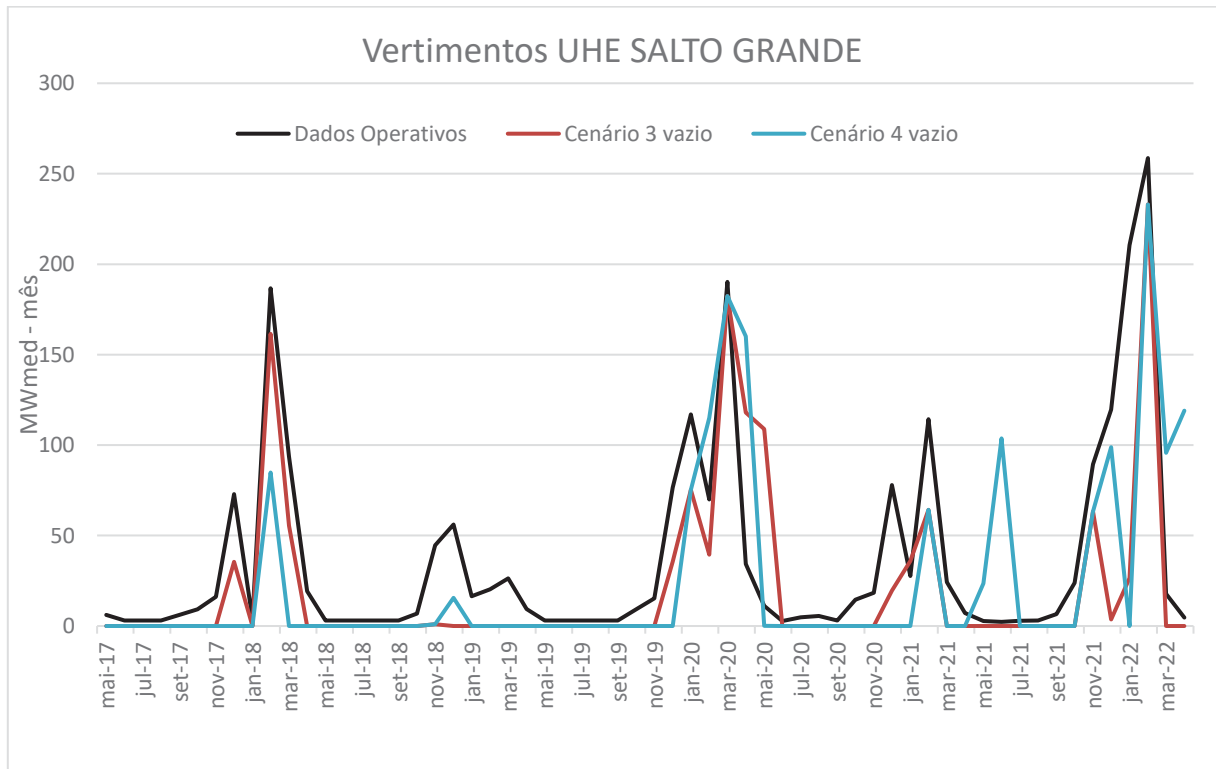
7.2 VAZÕES DA CASCATA SANTO ANTÔNIO

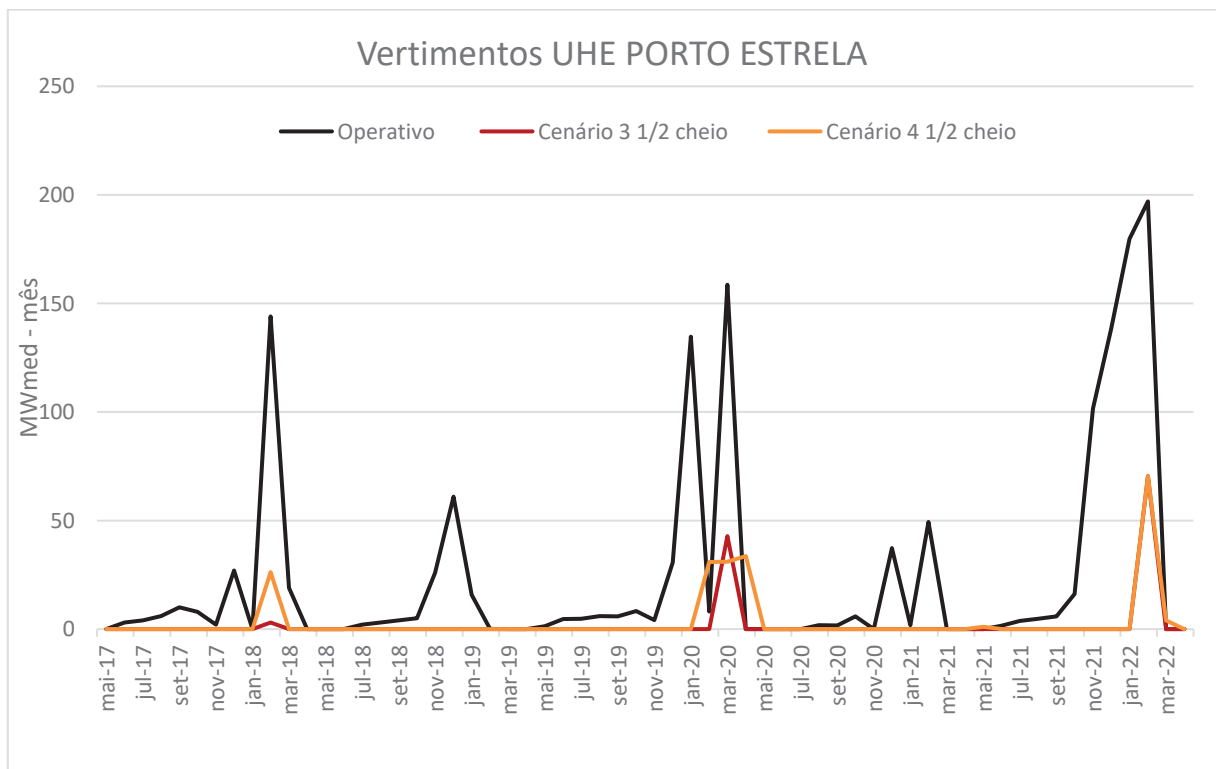
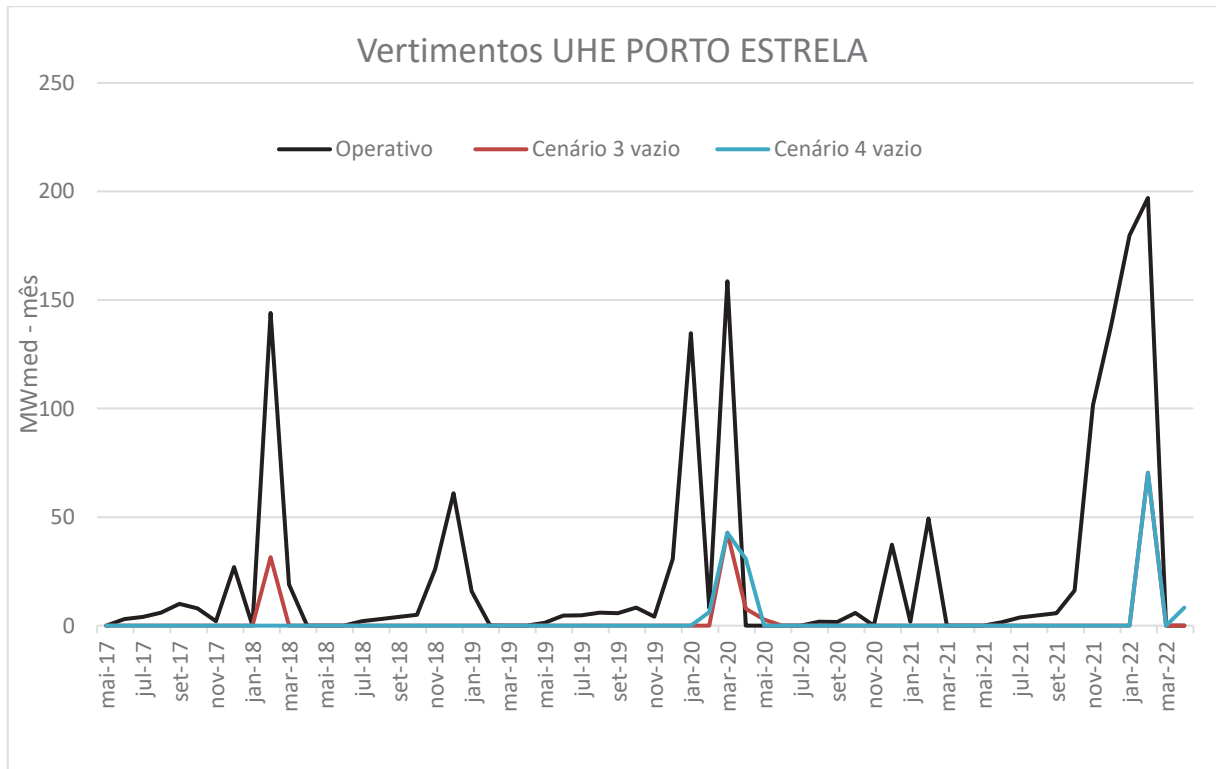
Q em m³/s								
Mês	Q Salto Grande	Q Porto Estrela	Q Baguari total	Q Baguari Não Controlável	Q Aimorés	Q Aimorés Não Controlável	Q Mascarenhas	Q Mascarenhas Não Controlável
mai de 17	56	56	203	147	217	161	271	215
jun de 17	38	38	154	116	164	126	213	175
jul de 17	33	33	133	100	146	113	168	135
ago de 17	28	28	103	75	117	89	139	111
set de 17	22	22	74	52	83	61	116	94
out de 17	21	21	76	55	83	62	90	69
nov de 17	75	75	215	140	233	158	270	195
dez de 17	179	179	620	441	675	496	865	686
jan de 18	47	47	243	196	318	271	382	335
fev de 18	343	343	913	570	973	630	1270	927

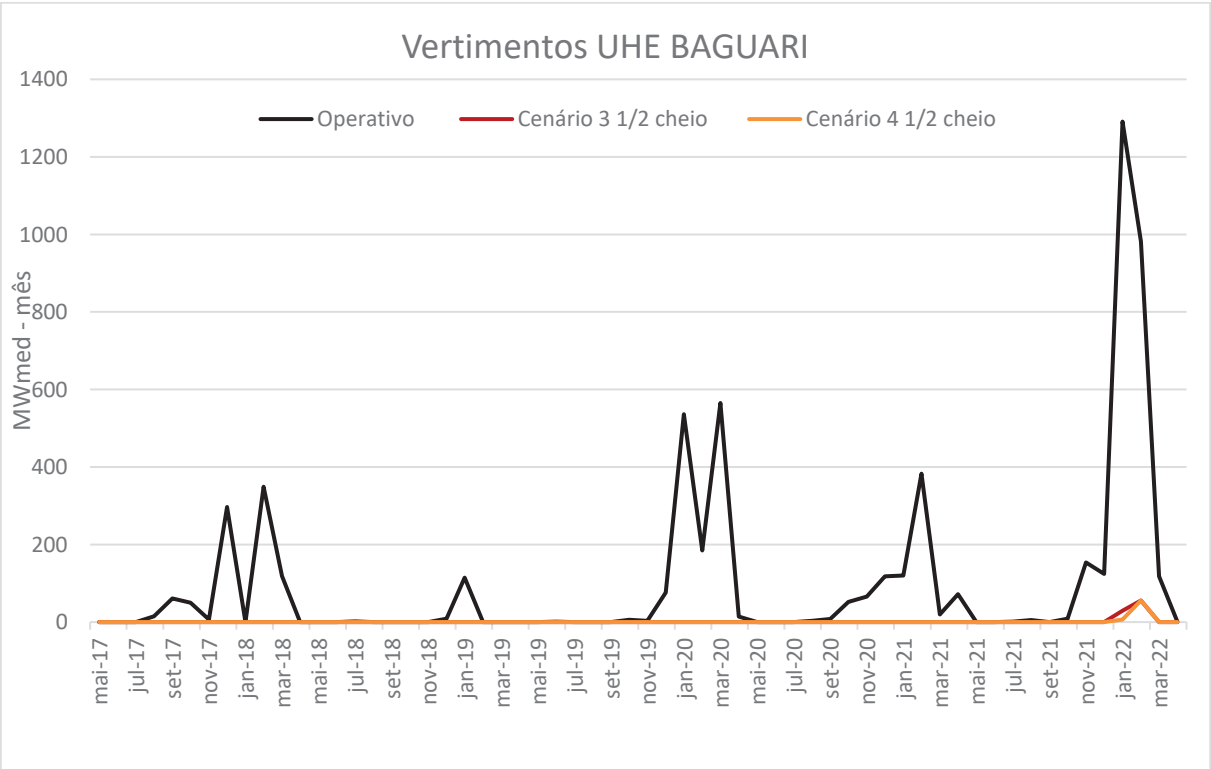
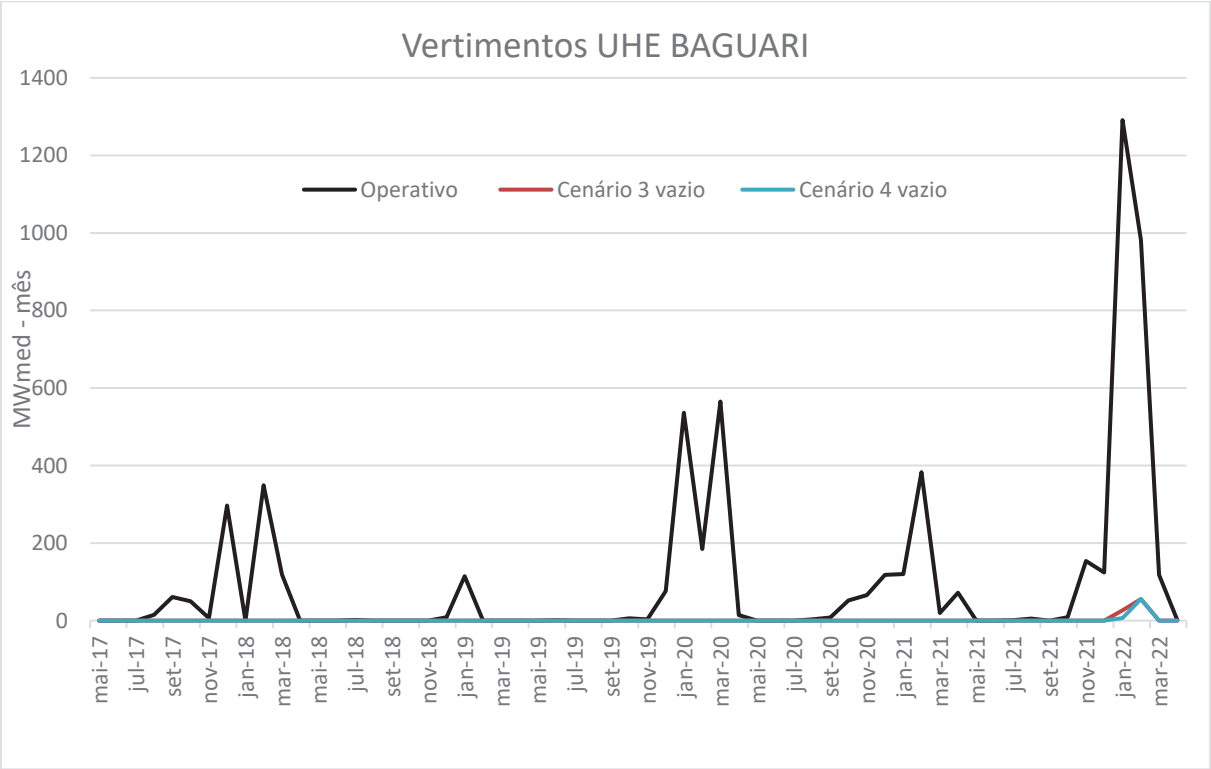
mar de 18	205	205	840	635	847	642	1078	873
abr de 18	102	102	467	365	500	398	637	535
mai de 18	60	60	264	204	309	249	382	322
jun de 18	47	47	208	161	251	204	309	262
jul de 18	40	40	176	136	198	158	270	230
ago de 18	37	37	189	152	195	158	274	237
set de 18	38	38	169	131	174	136	206	168
out de 18	49	49	202	153	198	149	236	187
nov de 18	134	134	436	302	468	334	552	418
dez de 18	153	153	495	342	564	411	700	547
jan de 19	79	79	376	297	483	404	591	512
fev de 19	88	88	299	211	357	269	456	368
mar de 19	105	105	379	274	428	323	503	398
abr de 19	77	77	295	218	328	251	389	312
mai de 19	54	54	222	168	250	196	311	257
jun de 19	38	38	154	116	169	131	201	163
jul de 19	29	29	125	96	135	106	167	138
ago de 19	28	28	110	82	118	90	149	121
set de 19	26	26	102	76	107	81	142	116
out de 19	23	23	102	79	114	91	148	125
nov de 19	58	58	236	178	254	196	296	238
dez de 19	179	179	590	411	705	526	815	636
jan de 20	231	231	982	751	1000	769	1177	946
fev de 20	184	184	812	628	922	738	1062	878
mar de 20	370	370	1228	858	1455	1085	1641	1271
abr de 20	138	138	569	431	716	578	828	690
mai de 20	95	95	383	288	494	399	597	502
jun de 20	75	75	293	218	365	290	462	387
jul de 20	50	50	243	193	303	253	370	320
ago de 20	42	42	204	162	253	211	316	274
set de 20	45	45	172	127	201	156	241	196
out de 20	67	67	248	181	269	202	324	257
nov de 20	112	112	463	351	556	444	672	560
dez de 20	199	199	637	438	698	499	831	632
jan de 21	118	118	536	418	592	474	717	599
fev de 21	216	216	820	604	883	667	1135	919
mar de 21	112	112	493	381	613	501	733	621
abr de 21	74	74	323	249	383	309	488	414
mai de 21	51	51	233	182	279	228	347	296
jun de 21	41	41	206	165	245	204	315	274
jul de 21	36	36	174	138	186	150	260	224
ago de 21	32	32	157	125	168	136	209	177
set de 21	29	29	131	102	151	122	184	155
out de 21	82	82	359	277	393	311	491	409
nov de 21	215	215	698	483	886	671	977	762

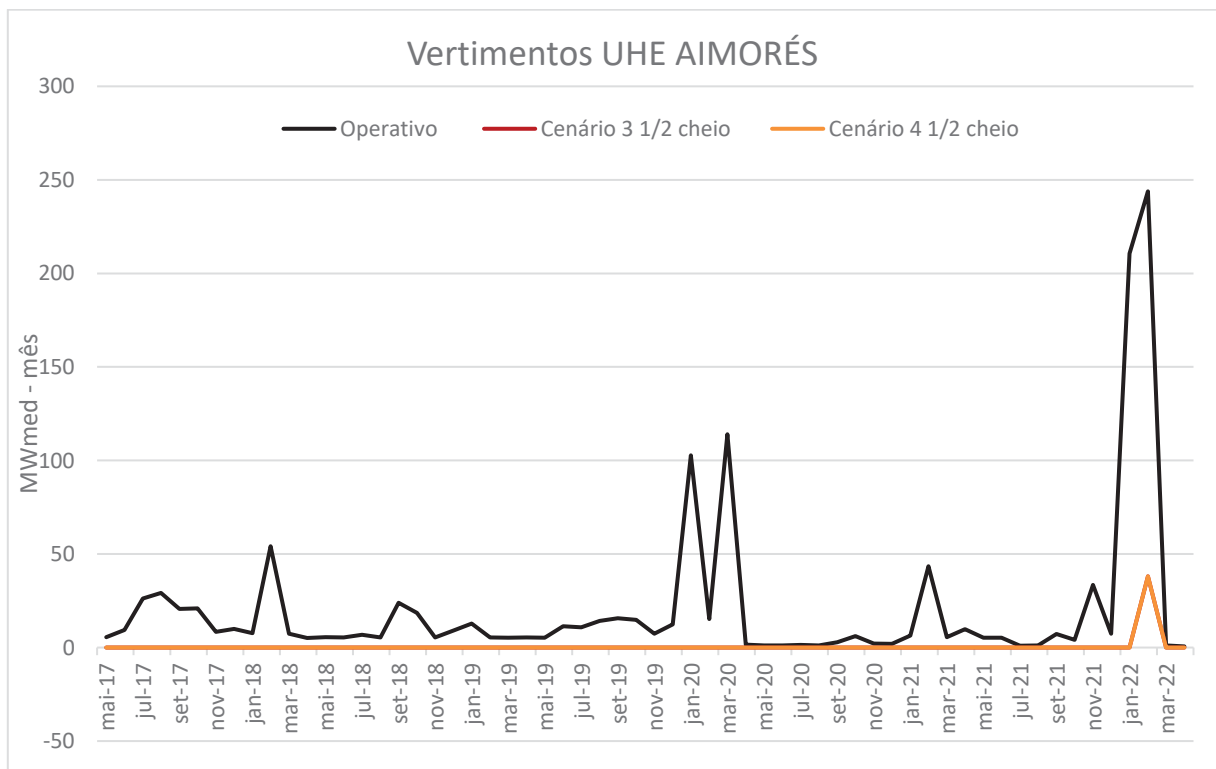
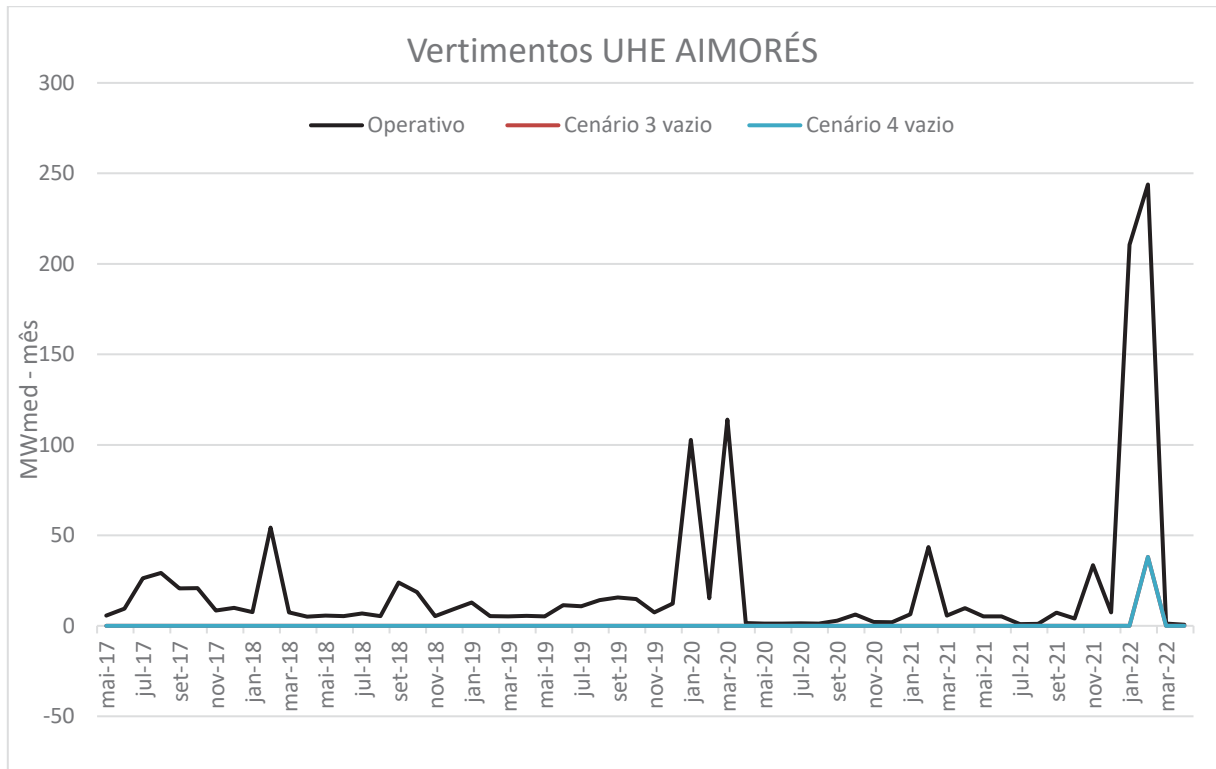
dez de 21	262	262	763	502	1032	771	1233	972
jan de 22	382	382	1739	1357	1778	1396	2082	1700
fev de 22	436	436	1581	1145	1911	1475	2395	1959
mar de 22	130	130	645	515	769	639	951	821
abr de 22	77	77	459	382	565	488	700	623
mai de 22	67	67	350	283	437	370	527	460

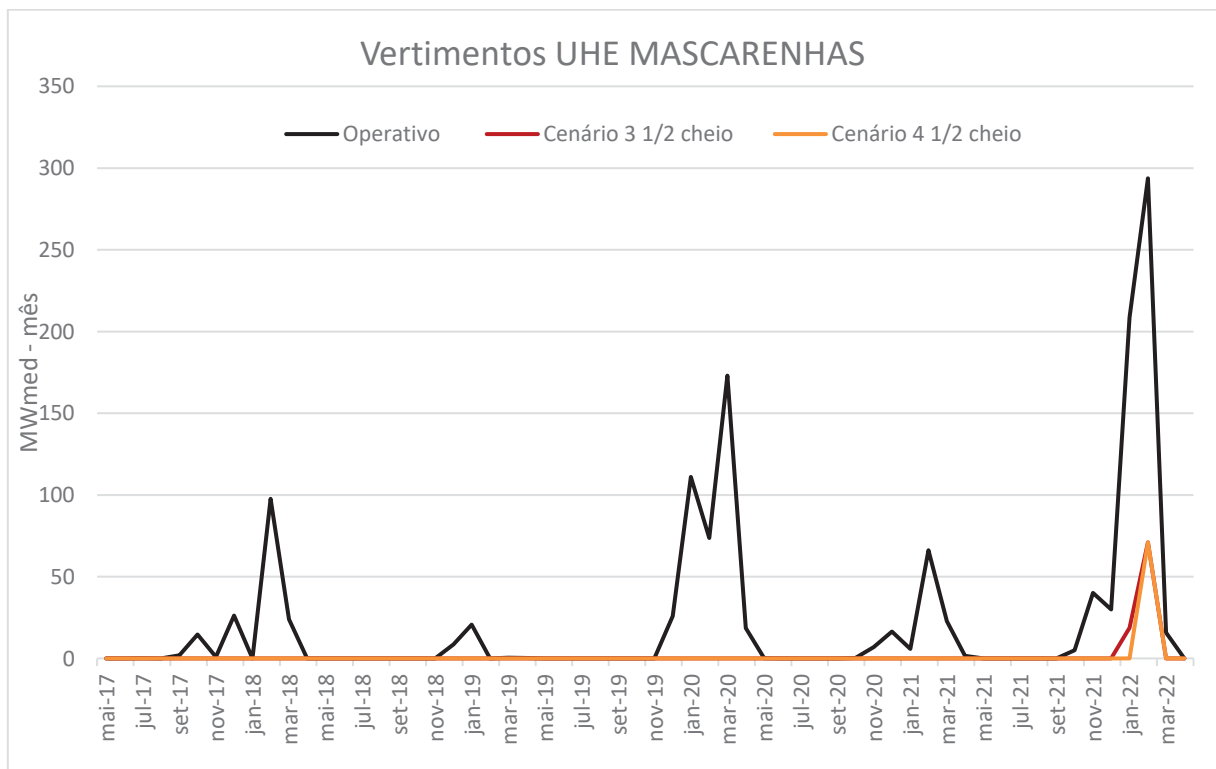
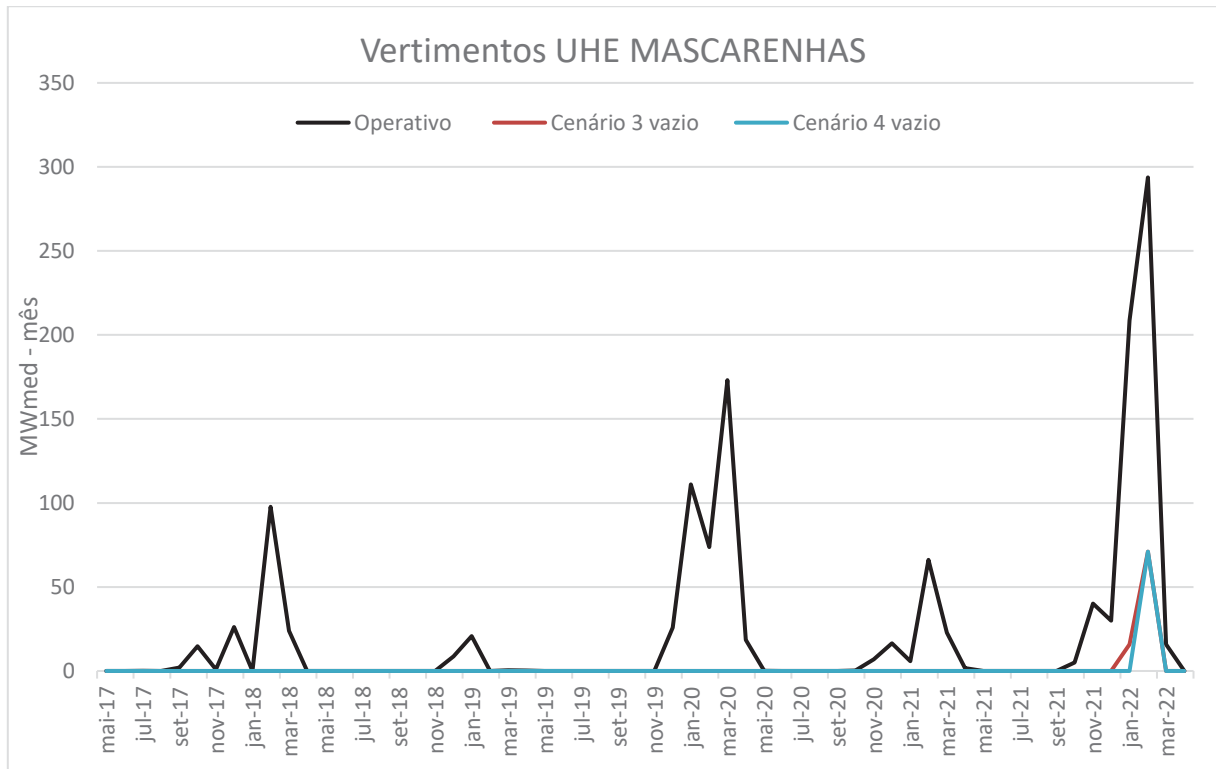
7.3 VERTIMENTOS DAS USINAS DA CASCATA SANTO ANTÔNIO





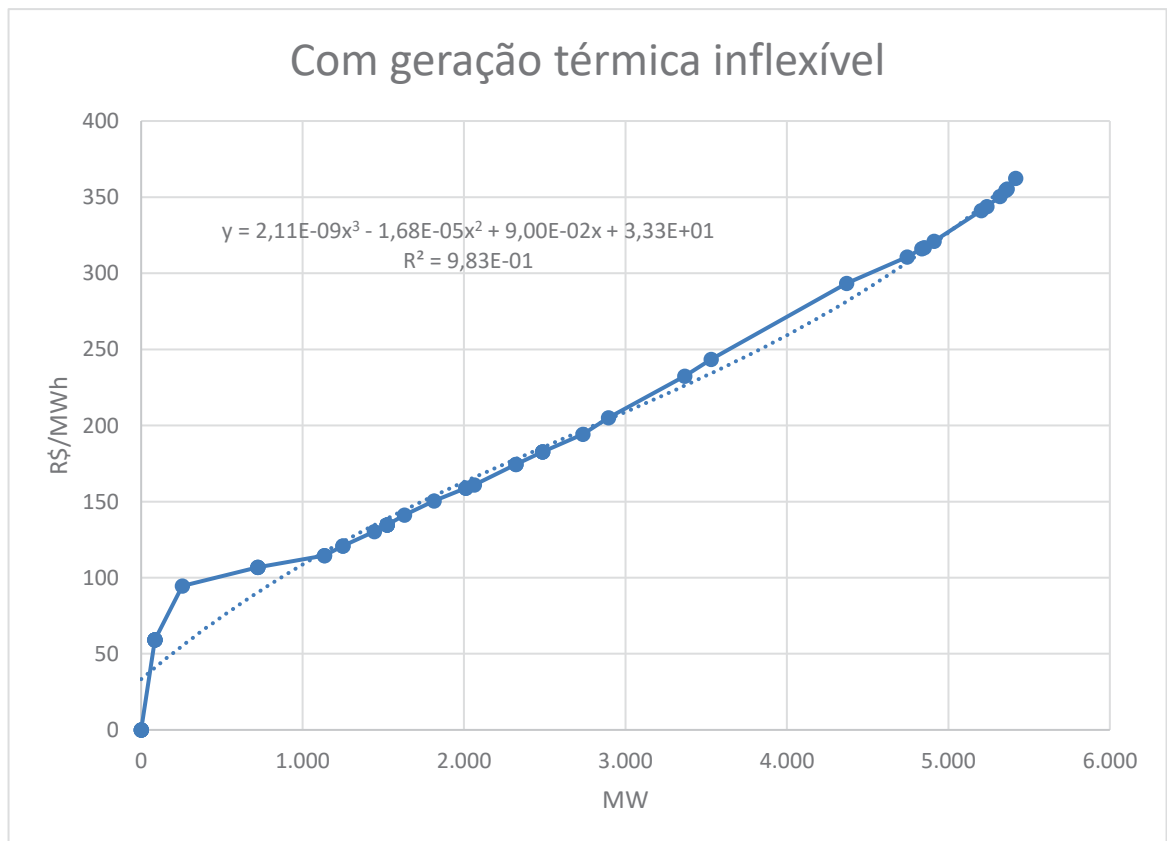
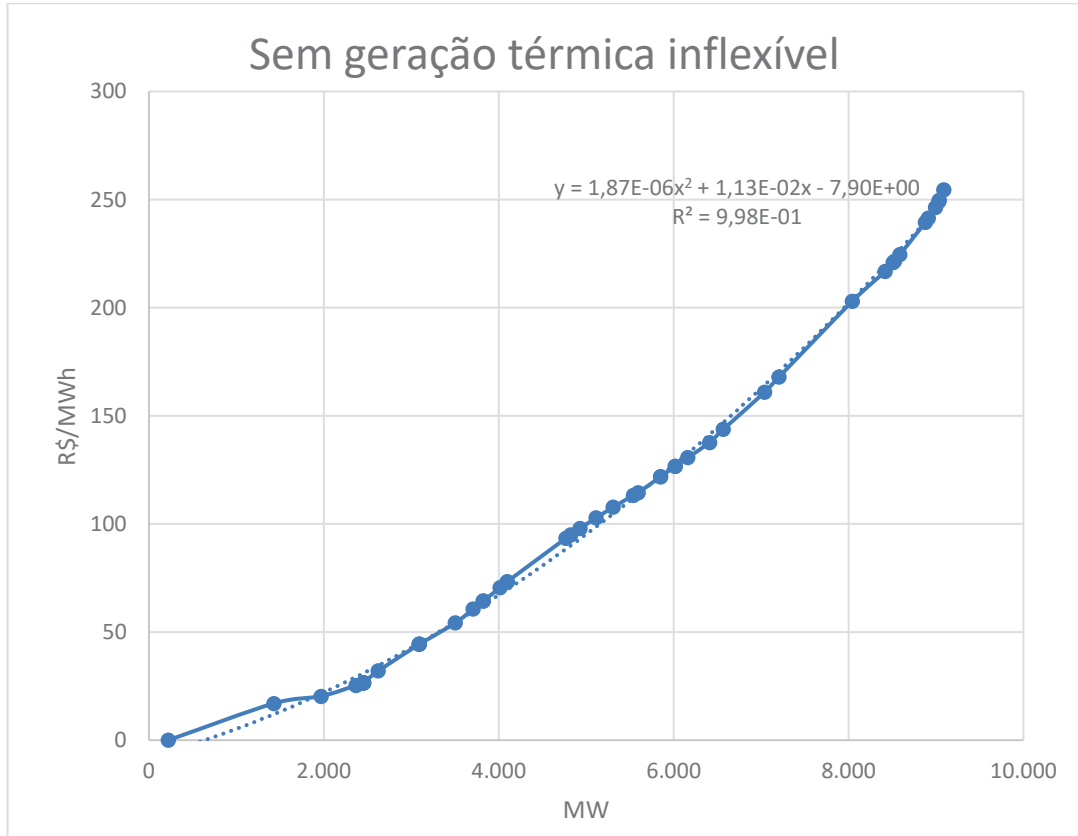






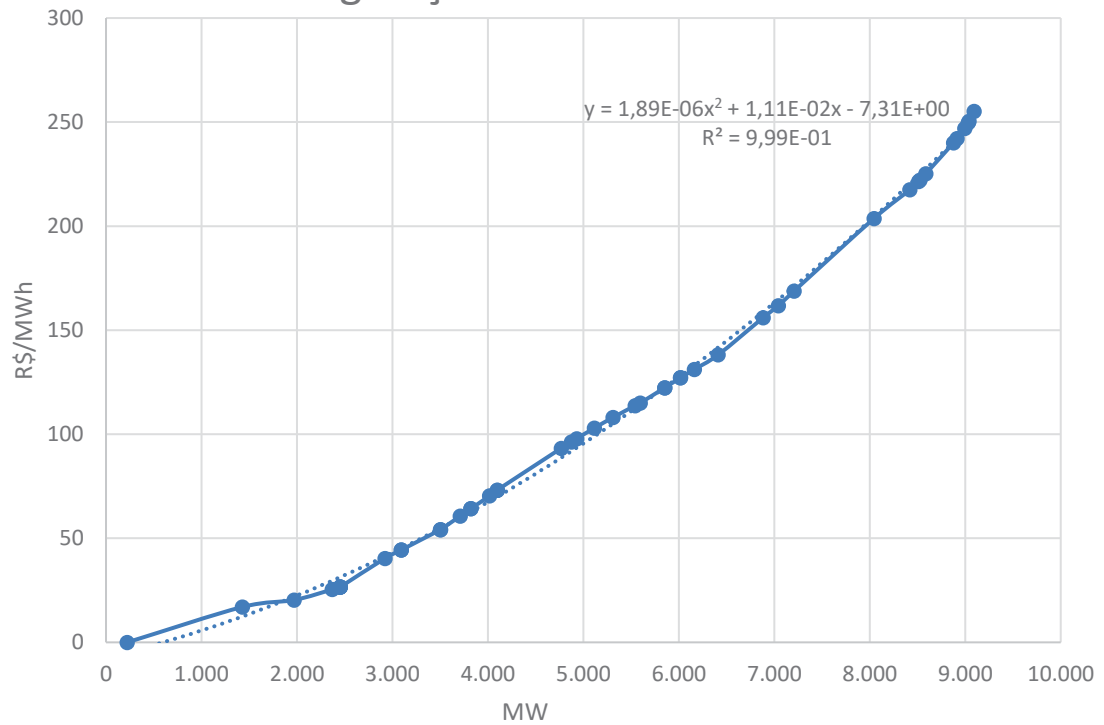
7.4 CURVAS DE CUSTO X POTÊNCIA DISPONÍVEL ACUMULADA DA ENERGIA TÉRMICA

Maio – 2017

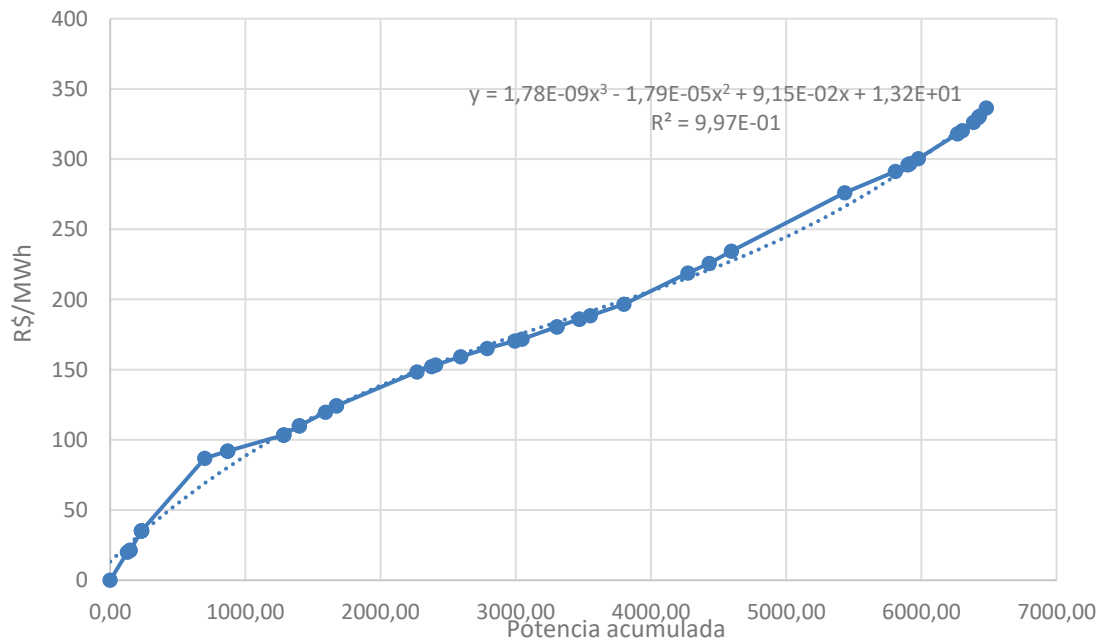


Junho – 2017

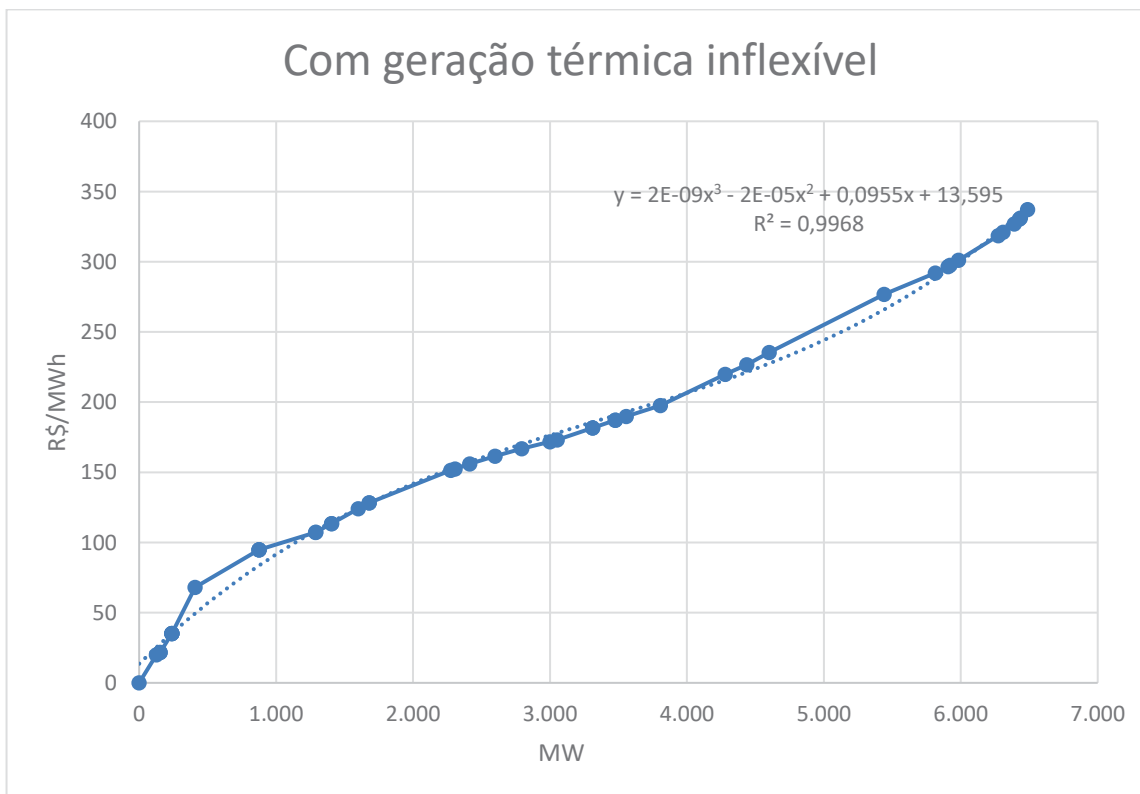
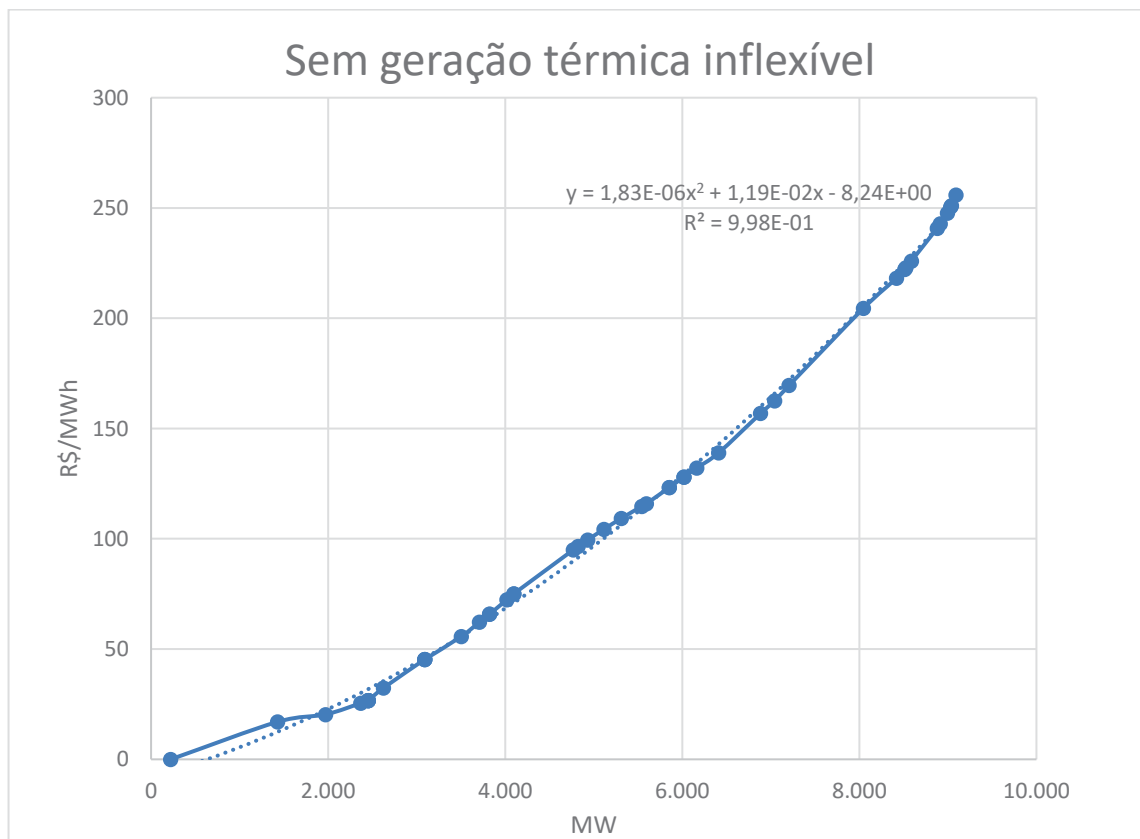
Sem geração térmica inflexível



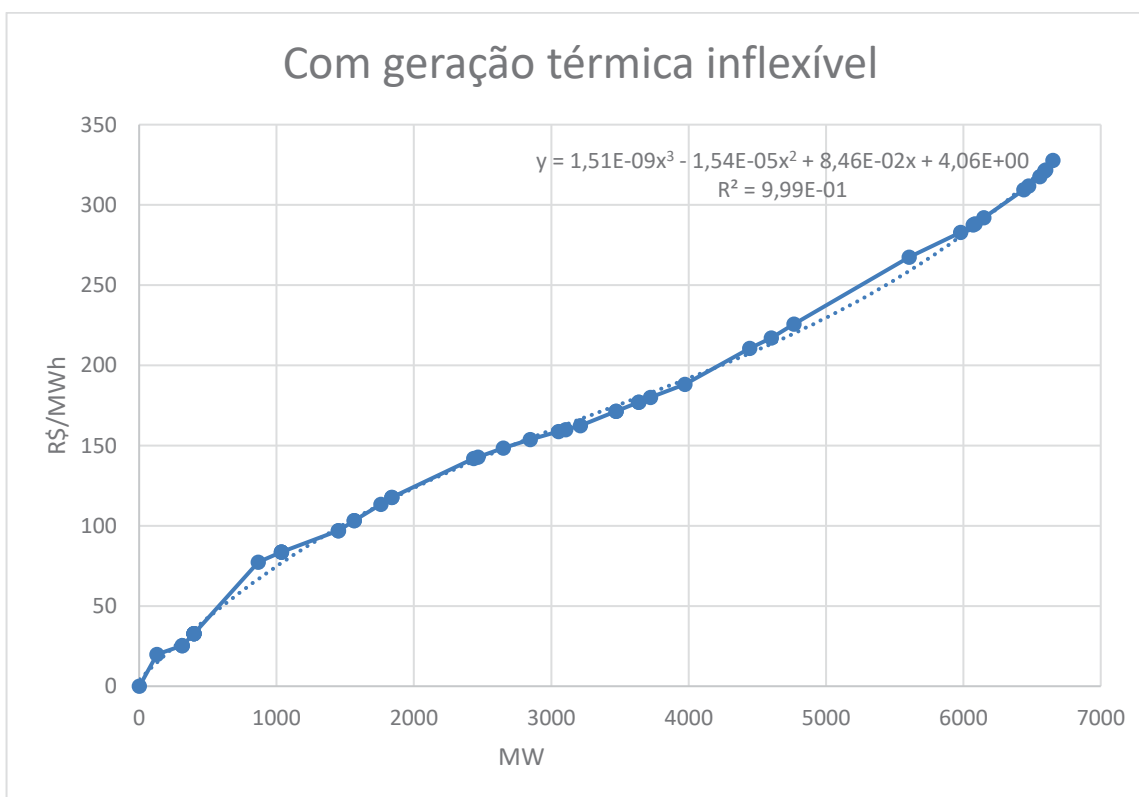
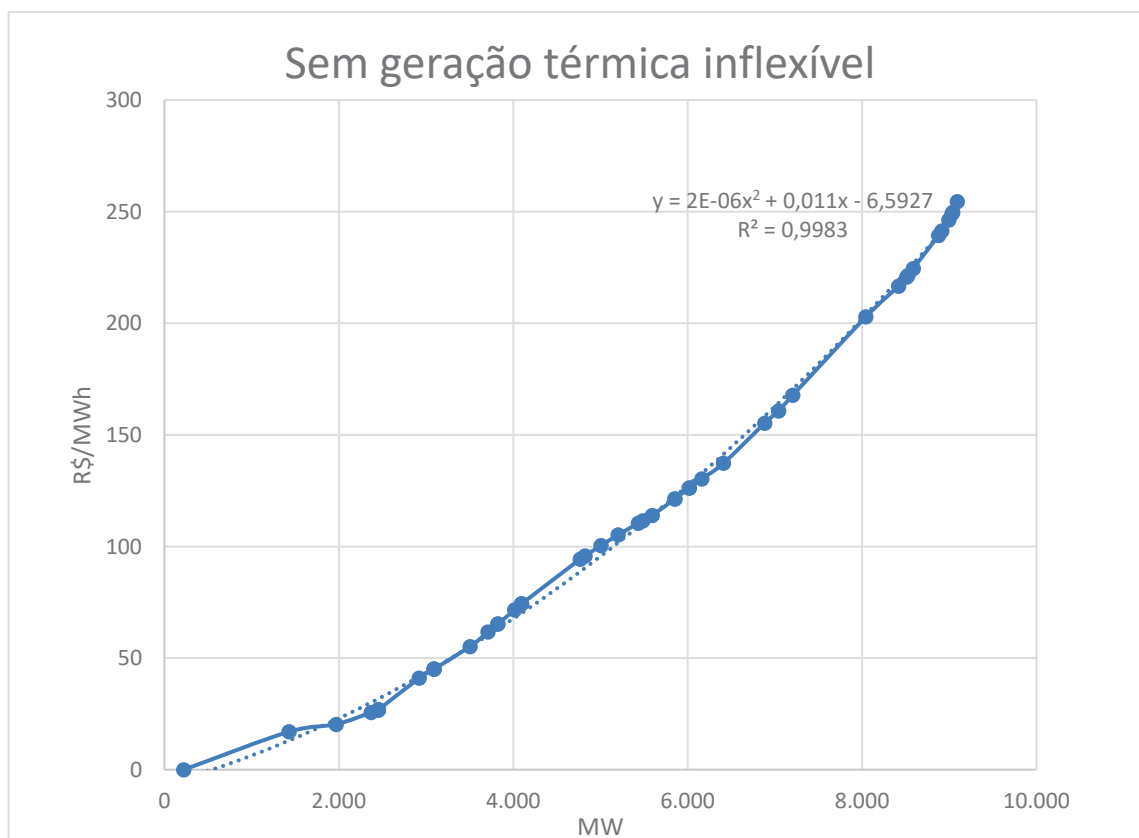
Com geração térmica inflexível



Julho – 2017

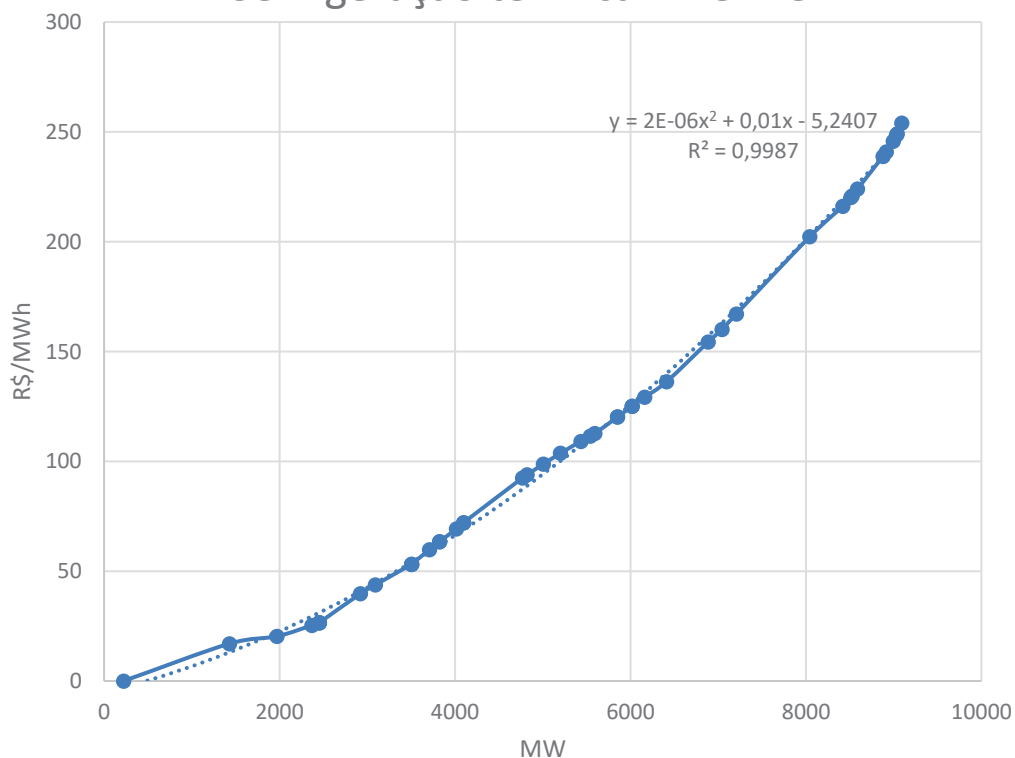


Agosto – 2017

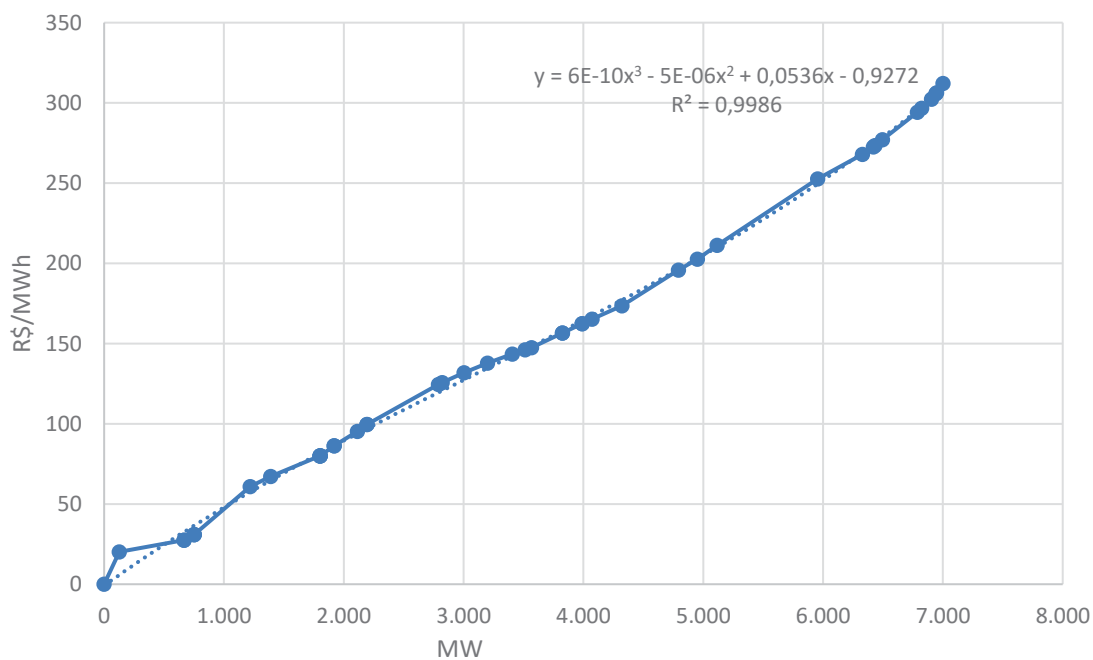


Setembro – 2017

Sem geração térmica inflexível

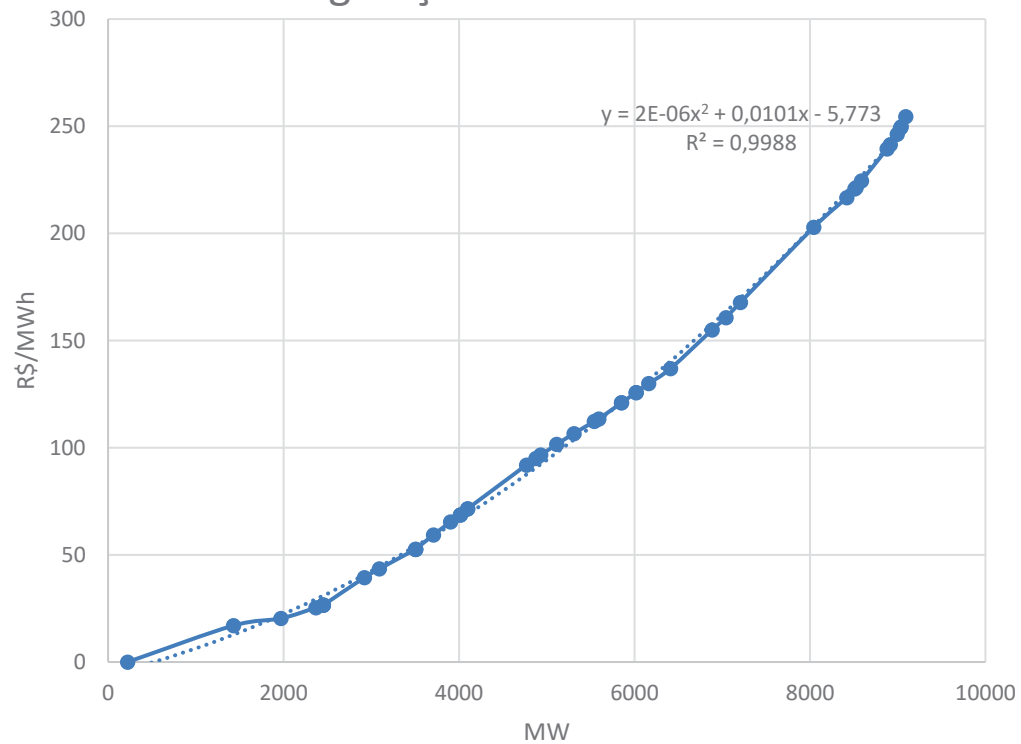


Com geração térmica inflexível

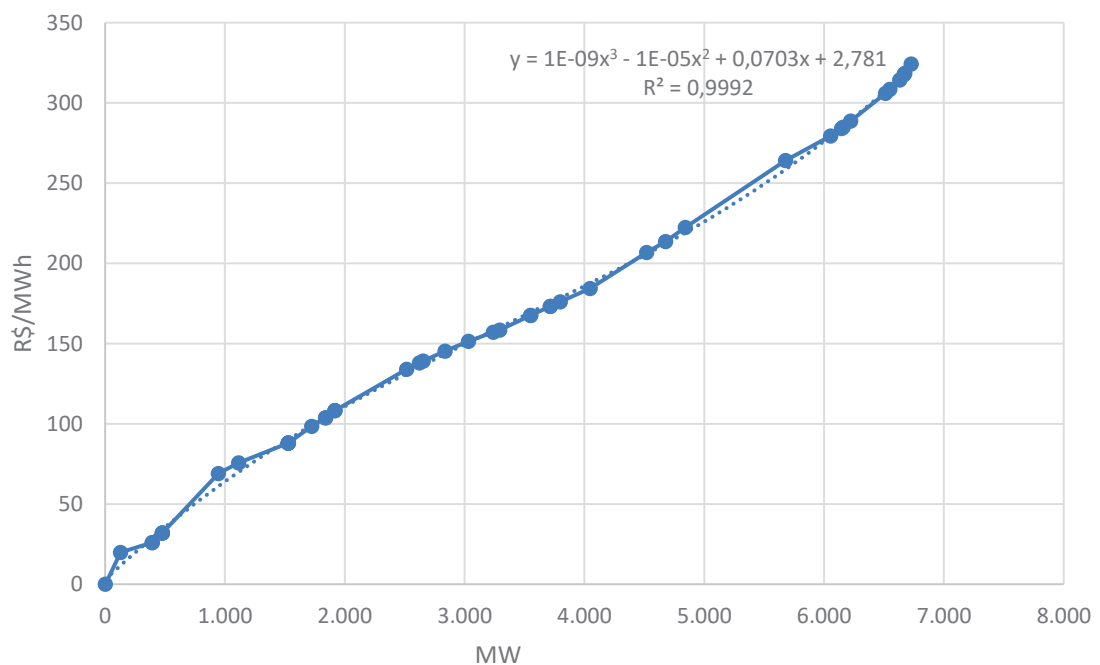


Outubro – 2017

Sem geração térmica inflexível

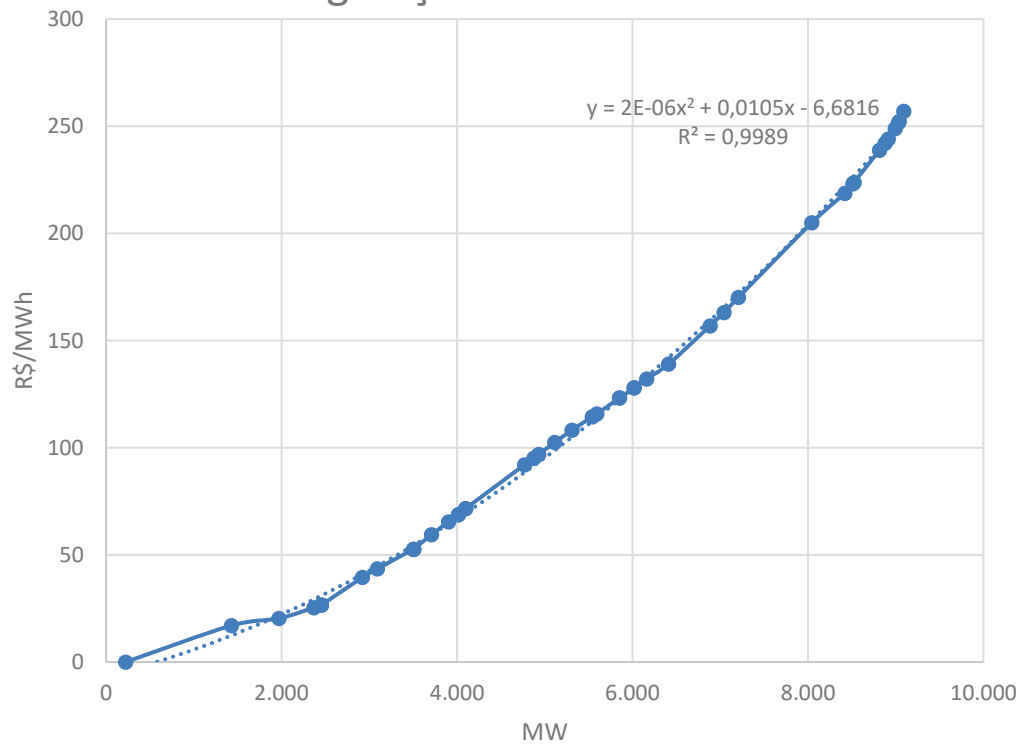


Com geração térmica inflexível

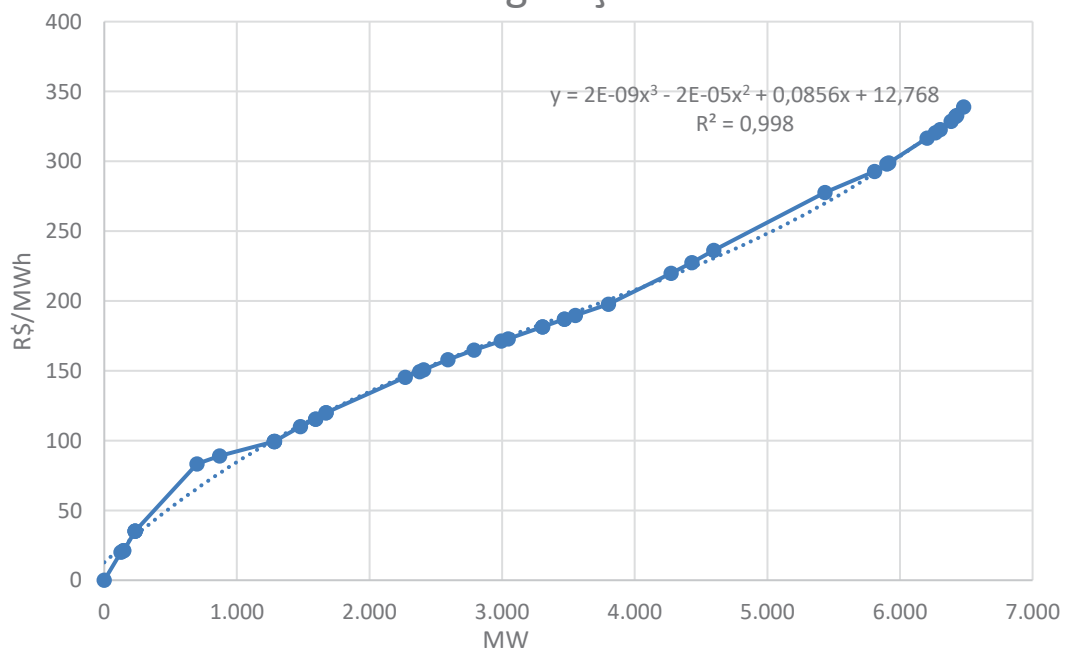


Novembro – 2017

Sem geração térmica inflexível

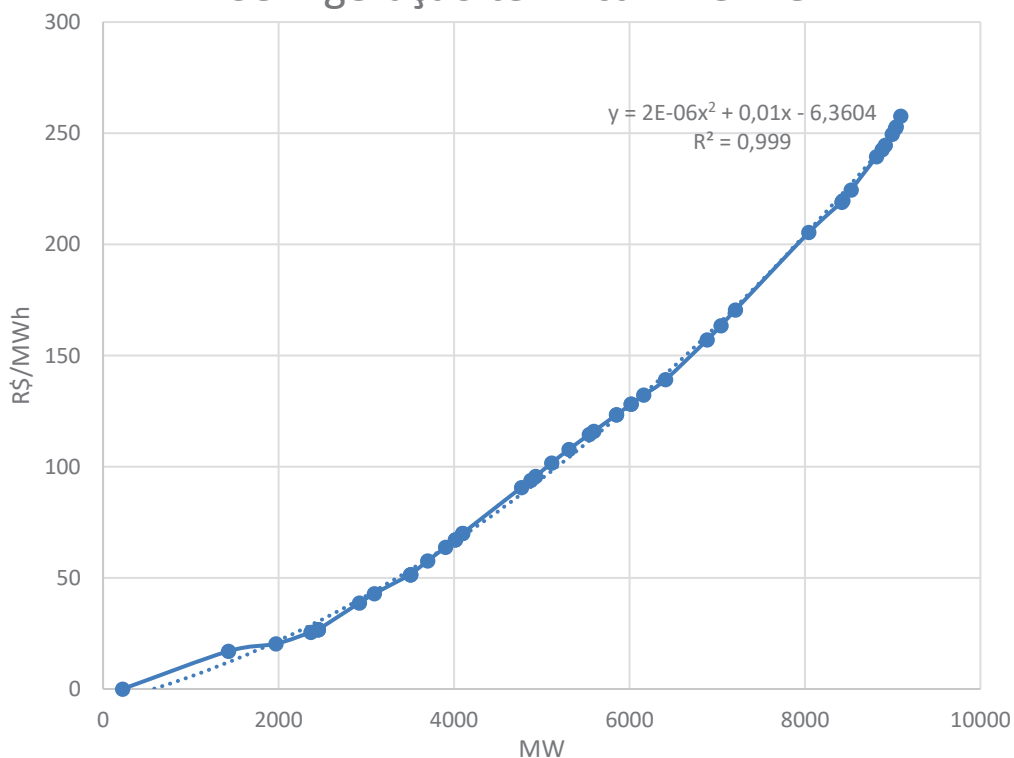


Com geração térmica inflexível

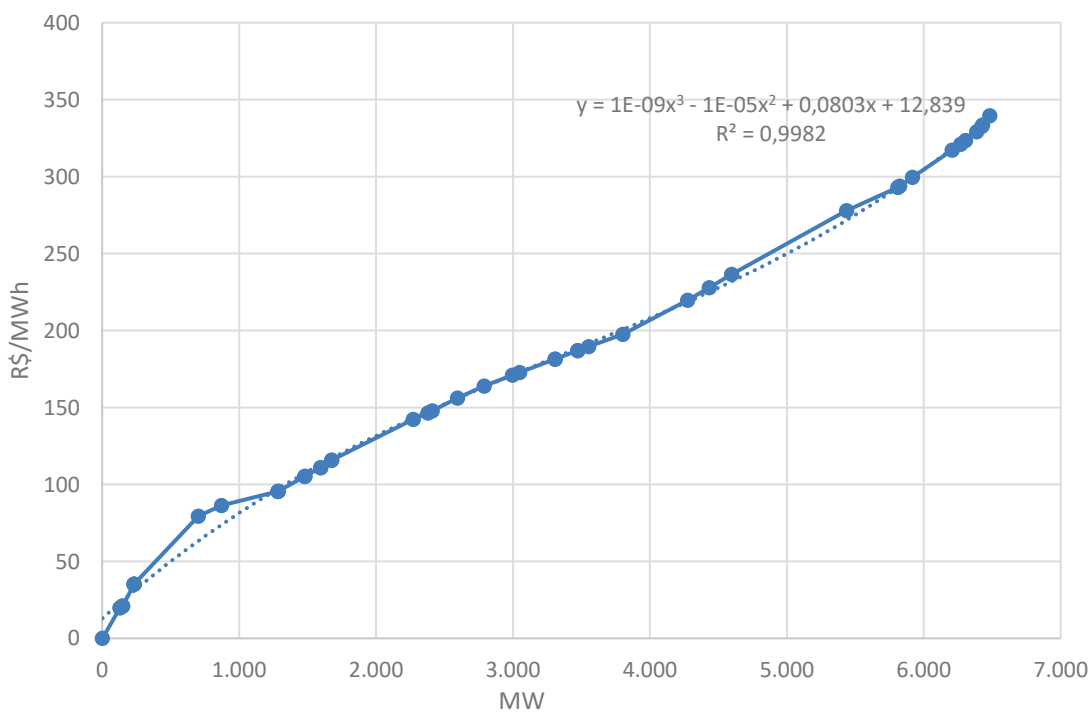


Dezembro – 2017

Sem geração térmica inflexível

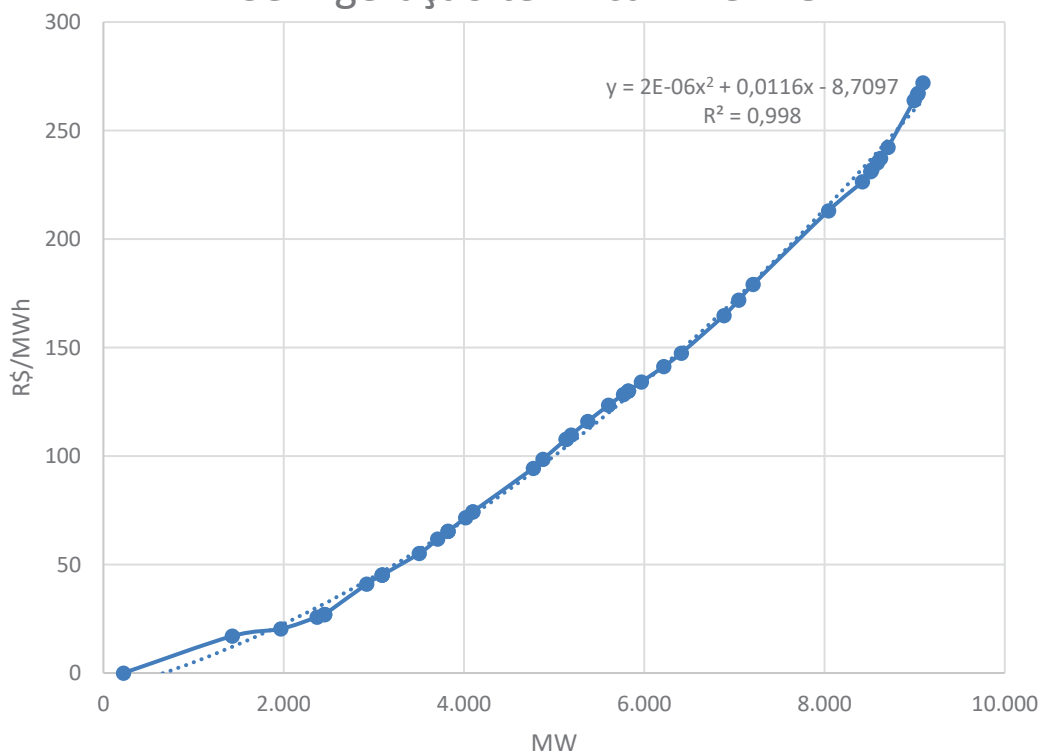


Com geração térmica inflexível

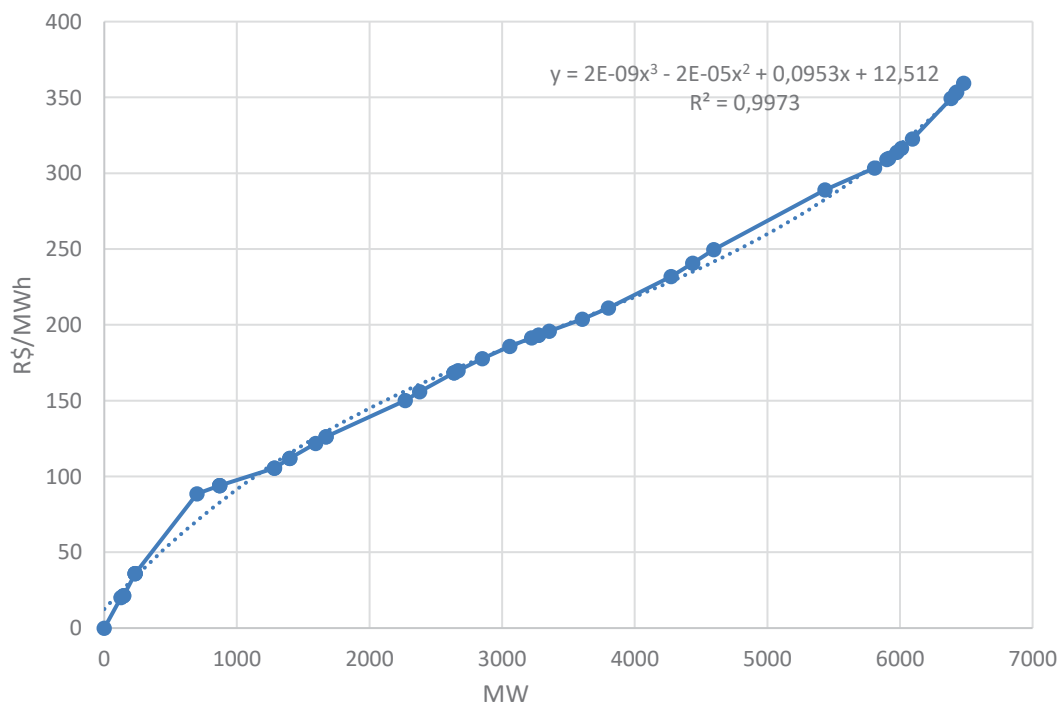


Janeiro – 2018

Sem geração térmica inflexível

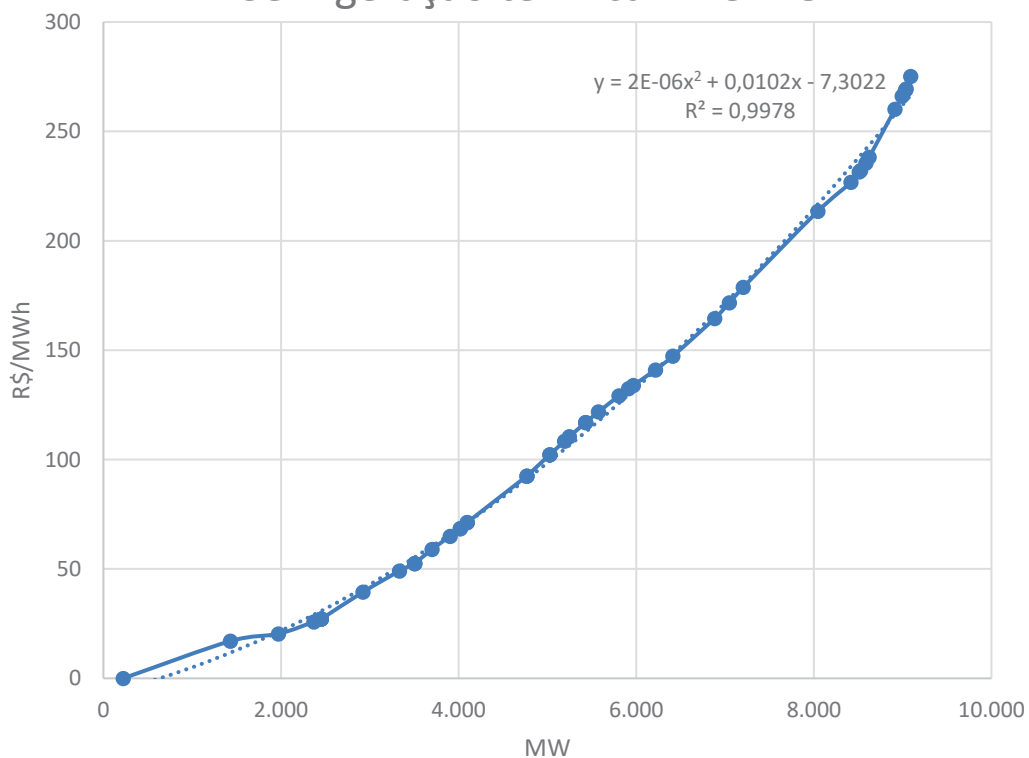


Com geração térmica inflexível

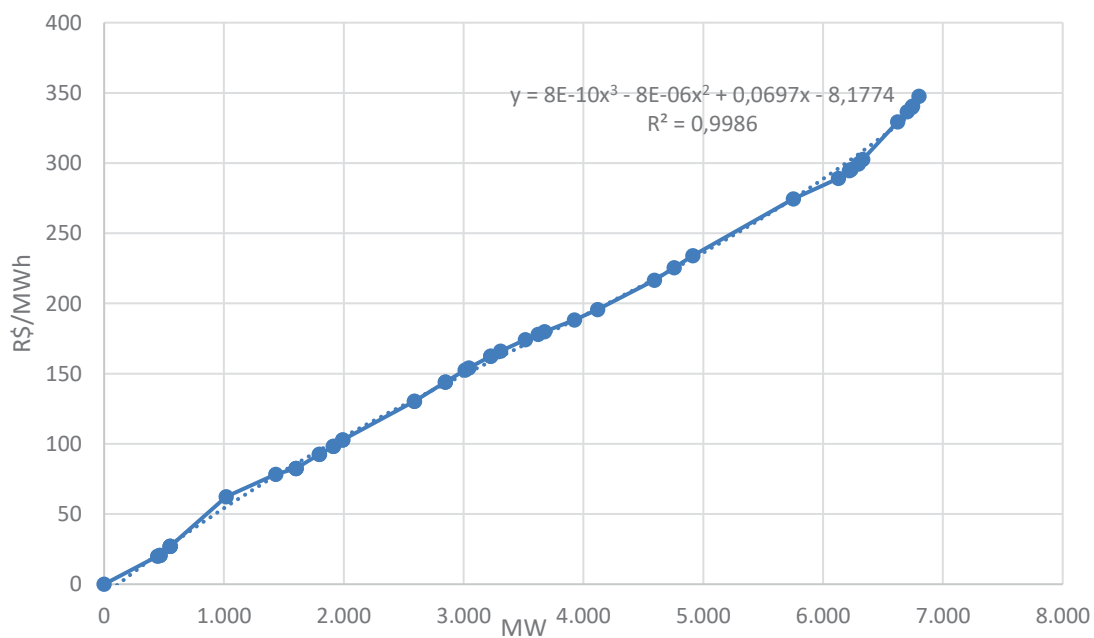


Fevereiro – 2018

Sem geração térmica inflexível

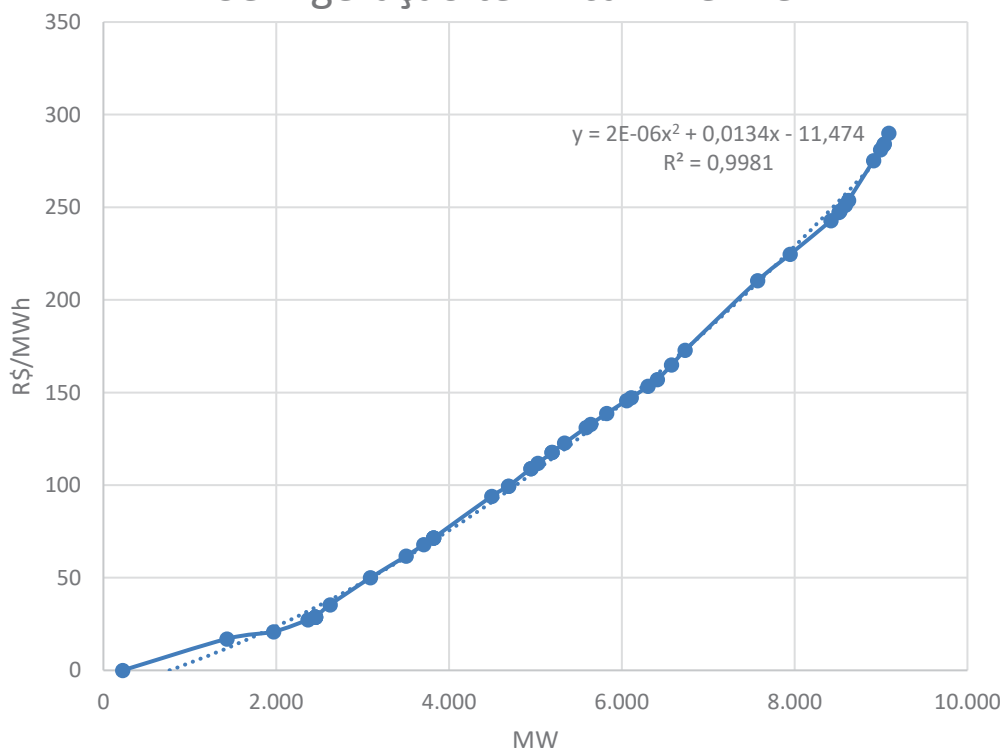


Com geração térmica inflexível

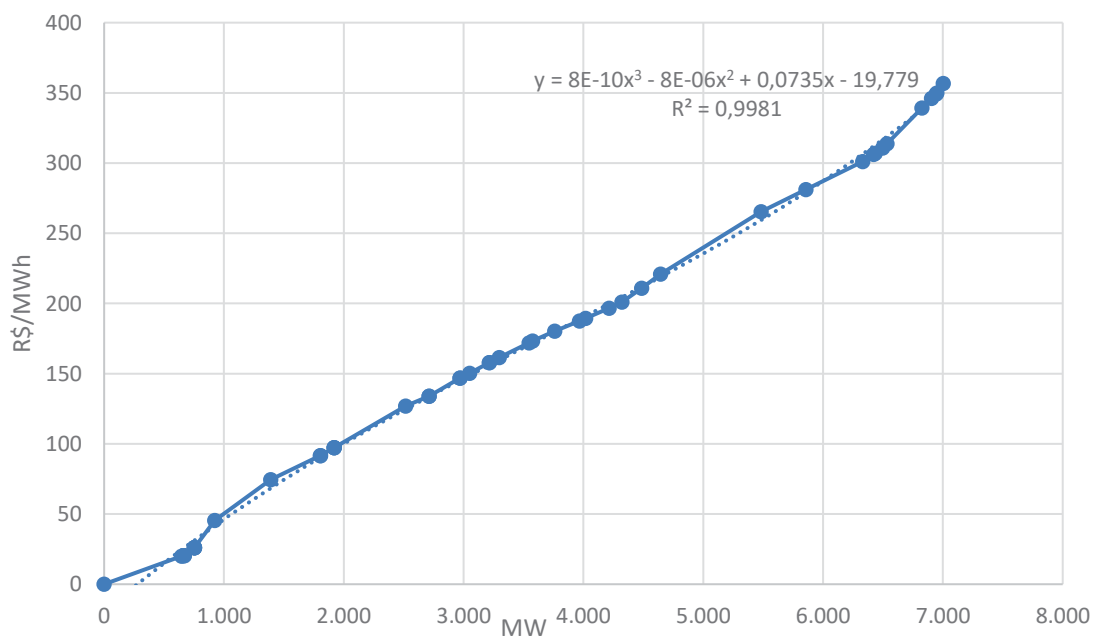


Março – 2018

Sem geração térmica inflexível

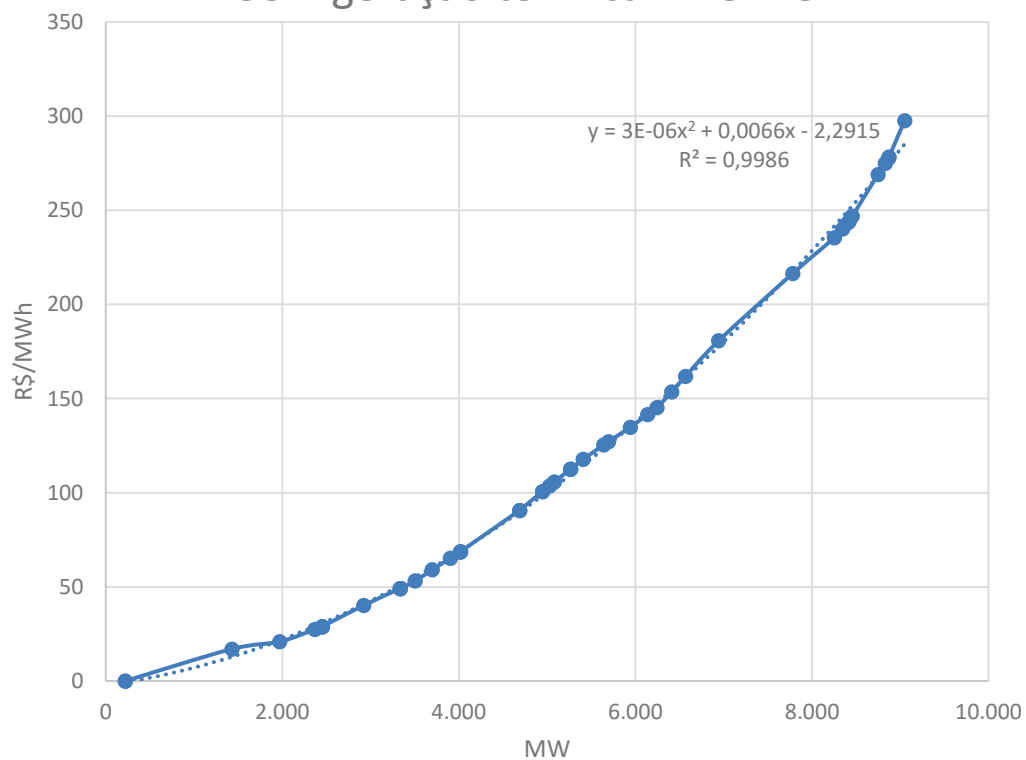


Com geração térmica inflexível

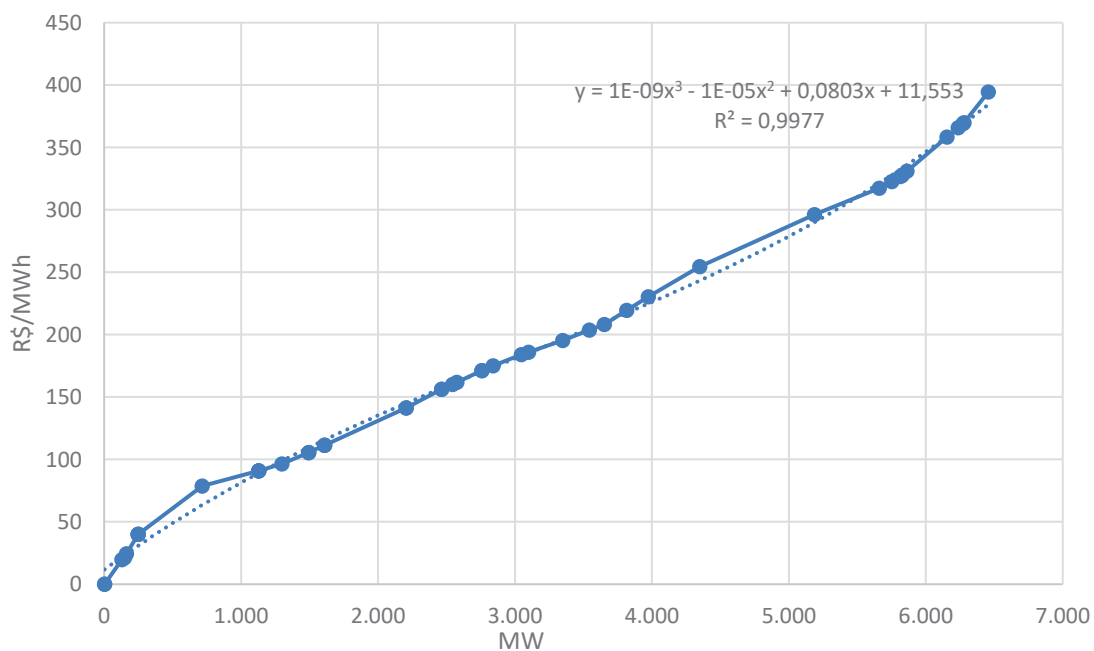


Abril – 2018

Sem geração térmica inflexível

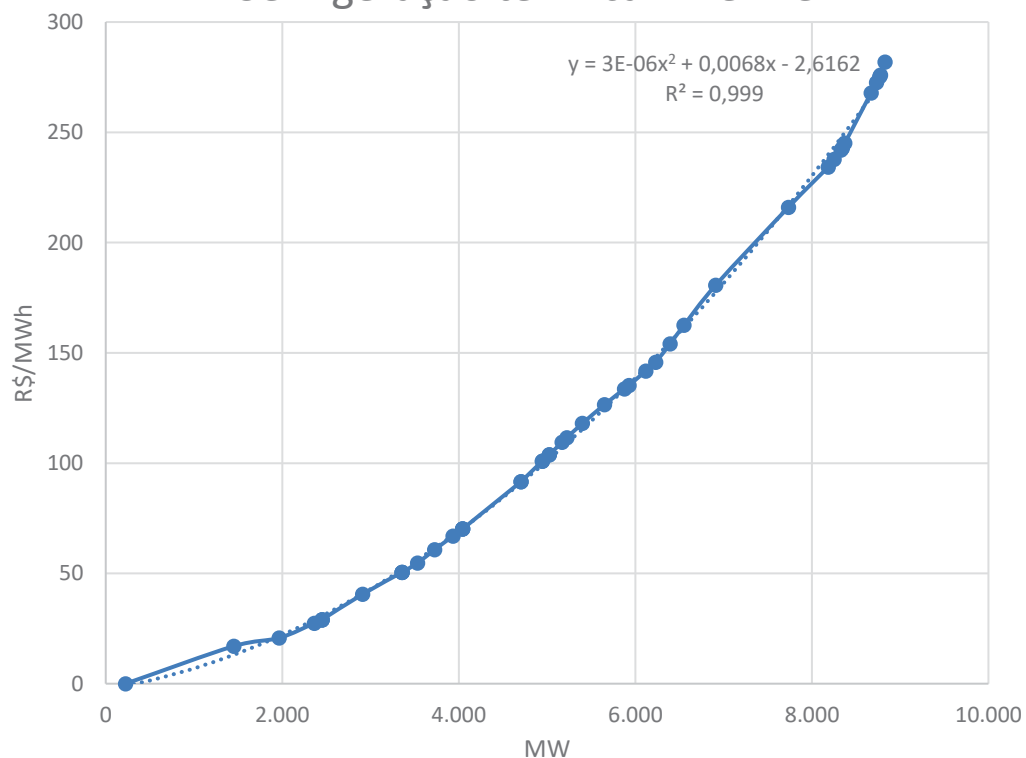


Com geração térmica inflexível

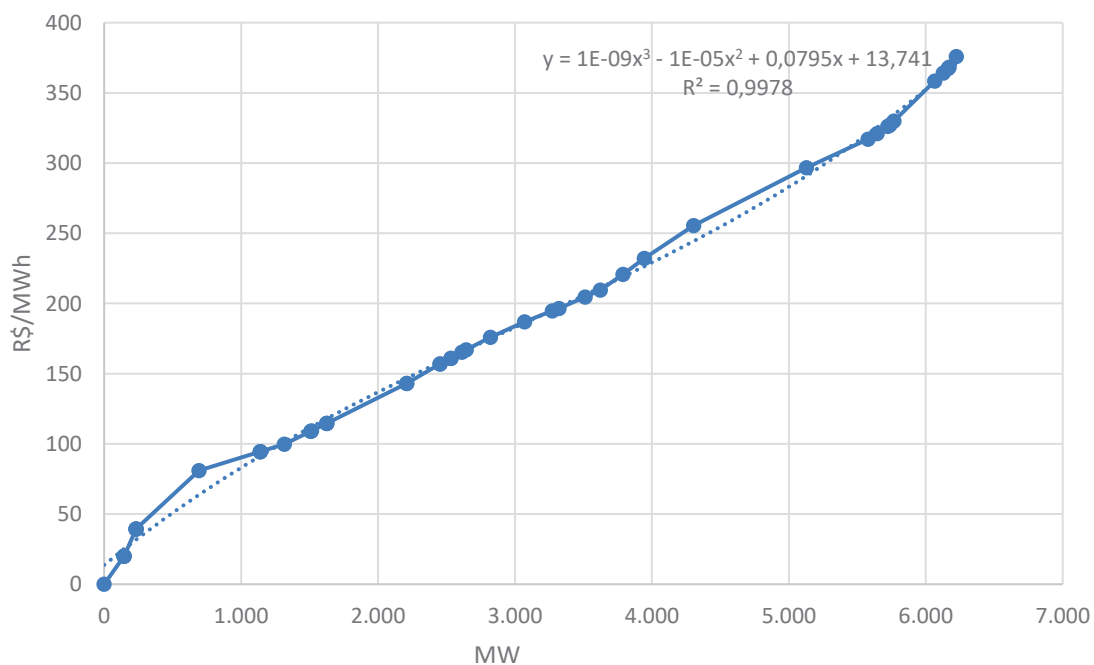


Maio – 2018

Sem geração térmica inflexível

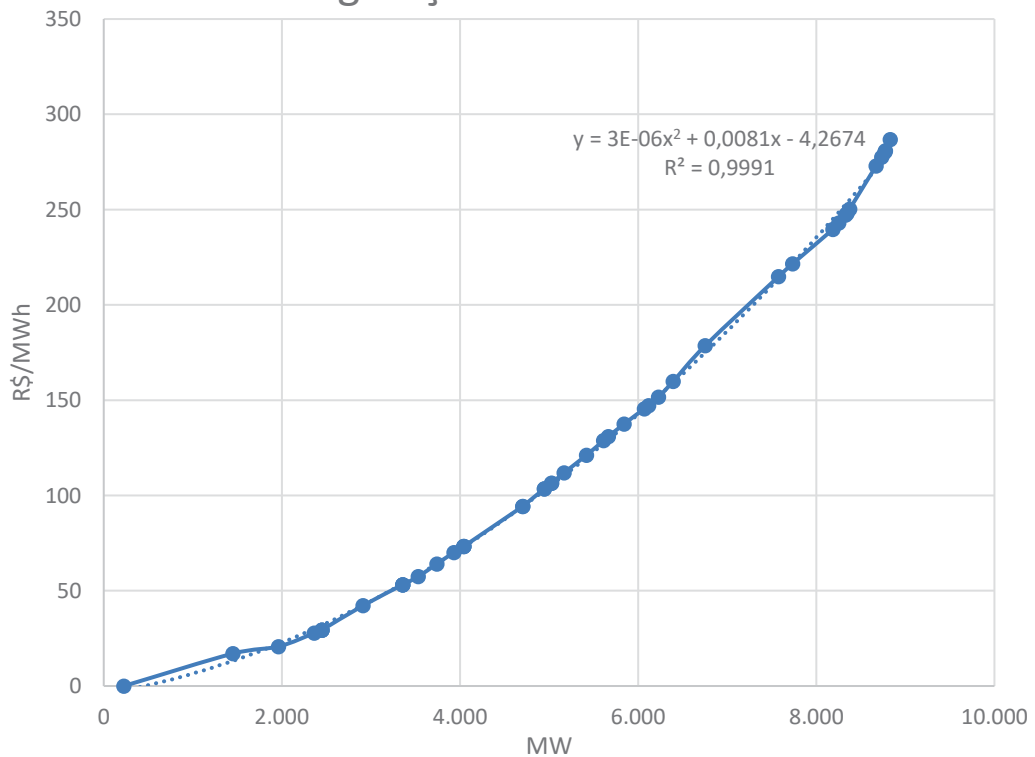


Com geração térmica inflexível

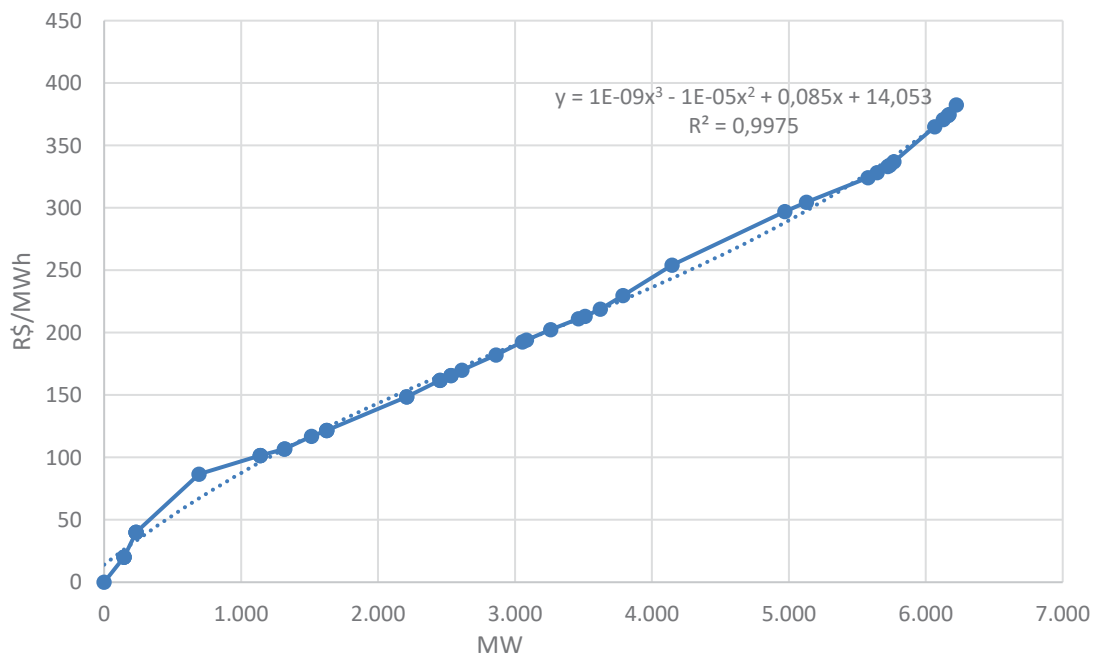


Junho – 2018

Sem geração térmica inflexível

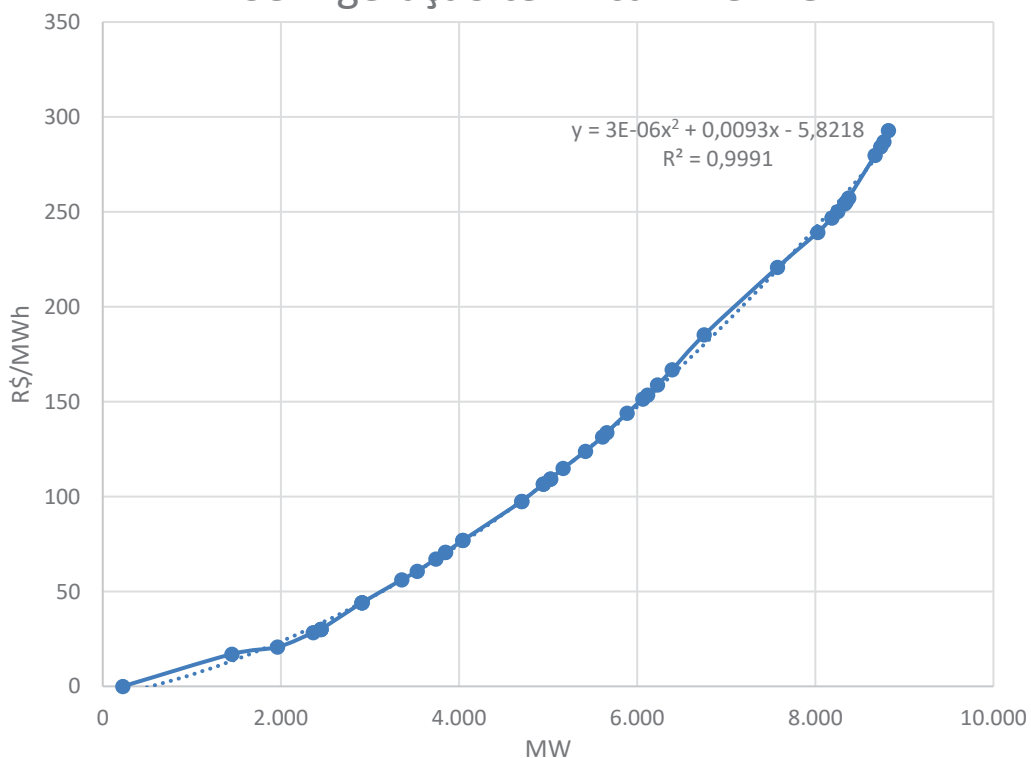


Com geração térmica inflexível

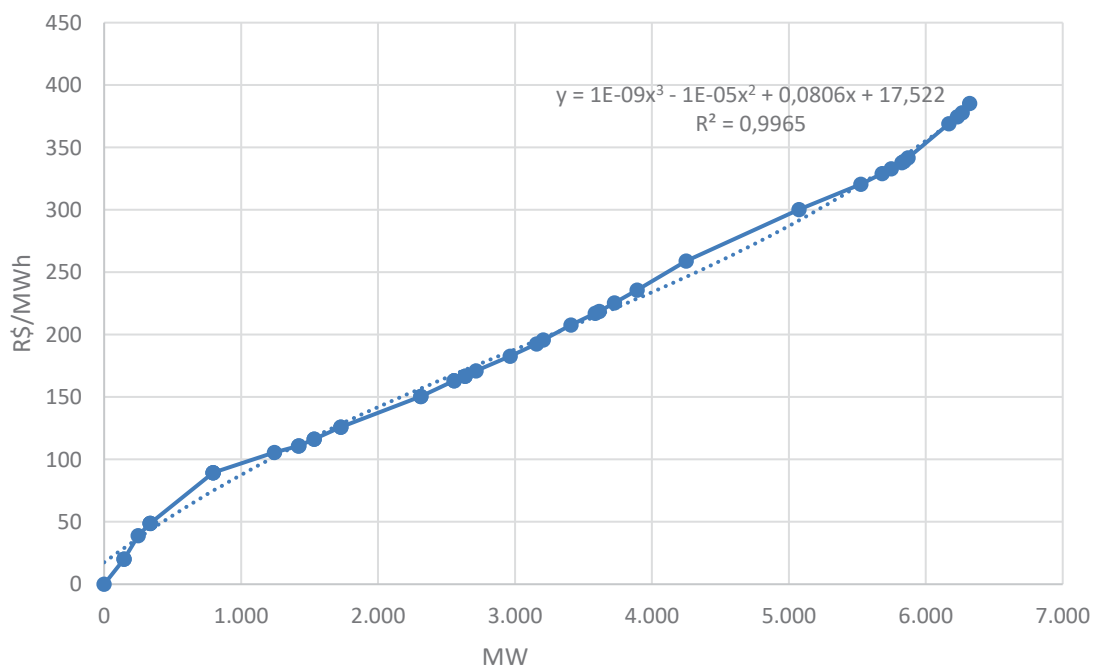


Julho – 2018

Sem geração térmica inflexível

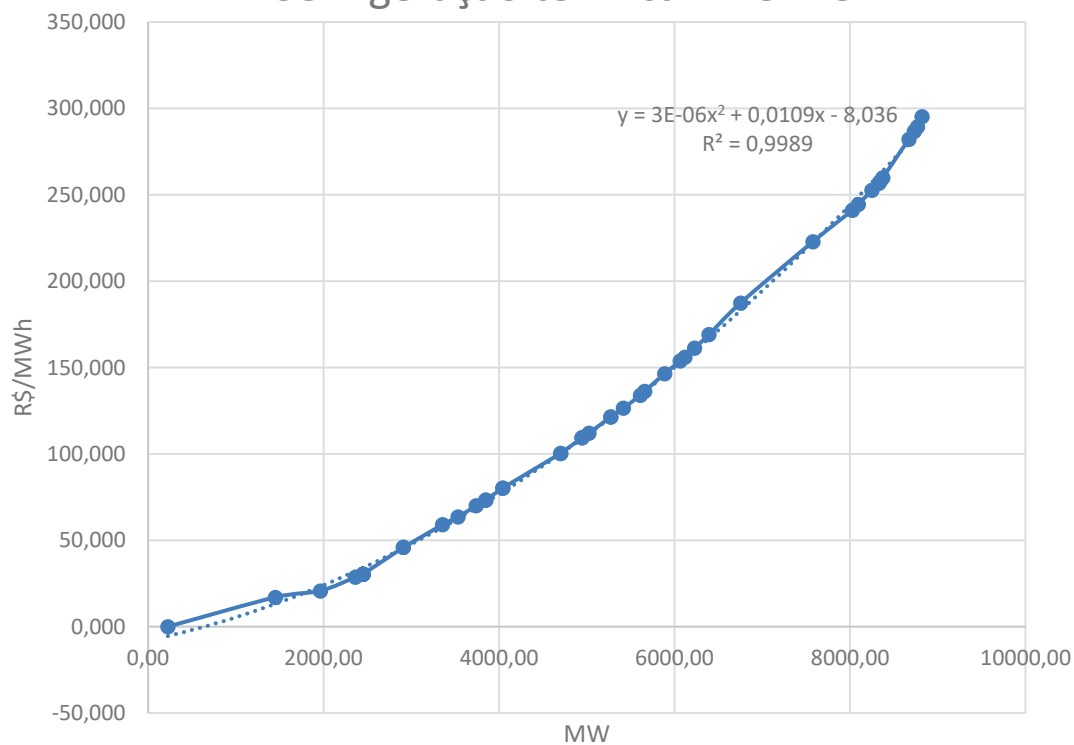


Com geração térmica inflexível

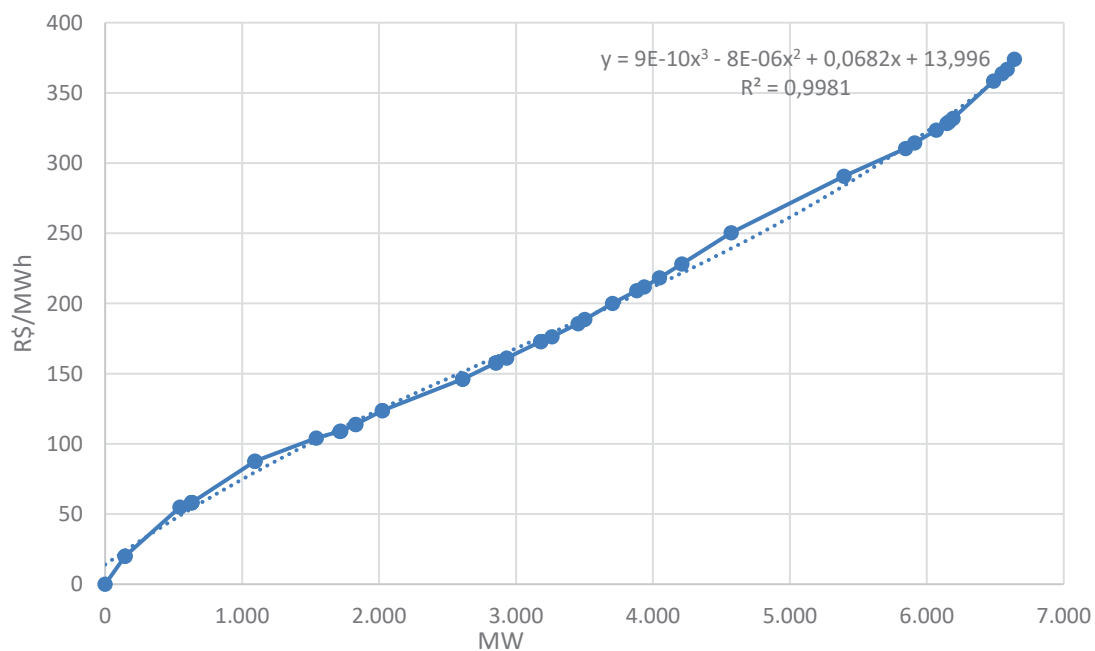


Agosto – 2018

Sem geração térmica inflexível

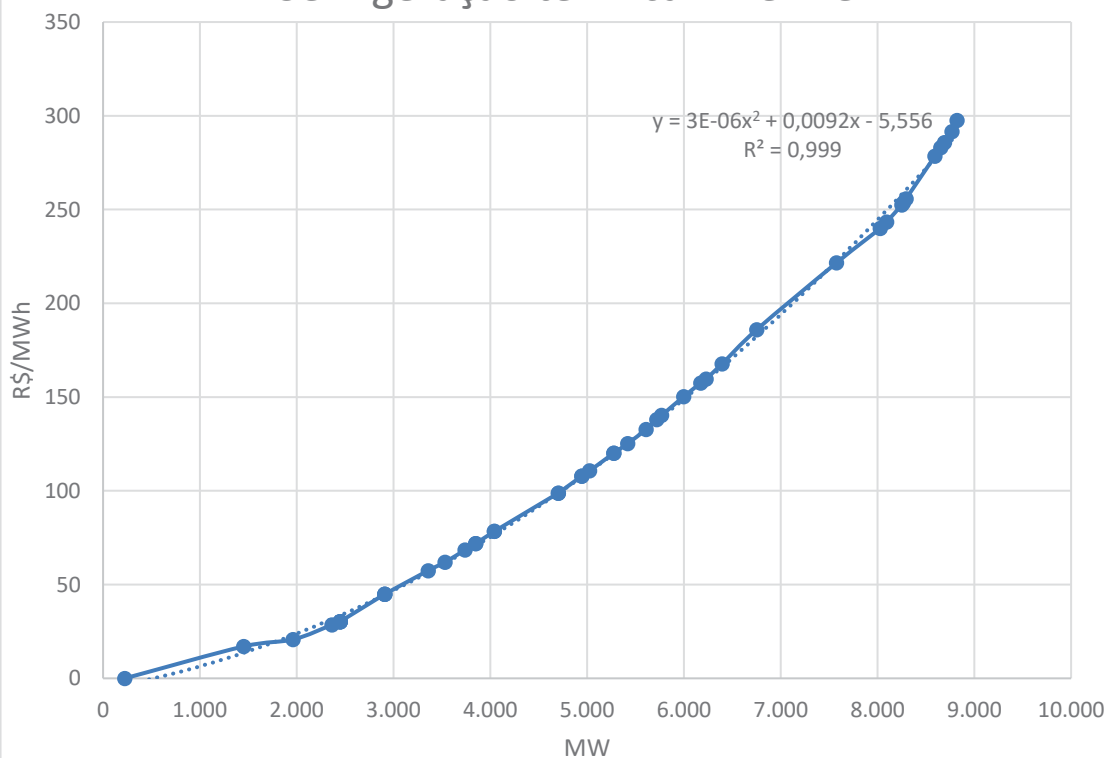


Com geração térmica inflexível

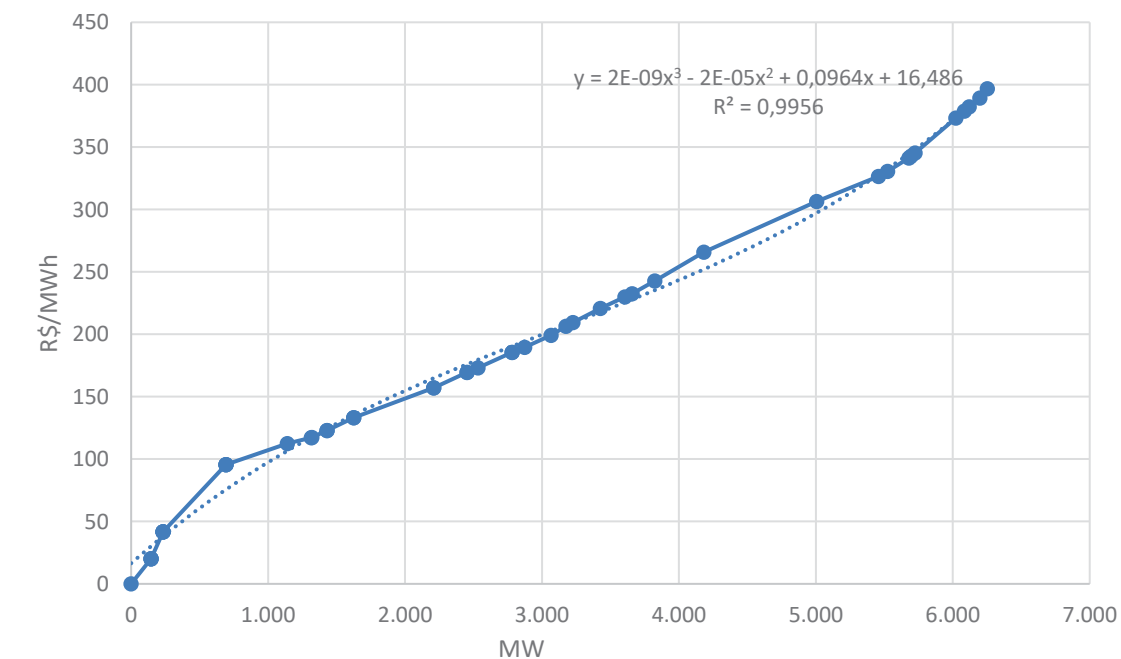


Setembro – 2018

Sem geração térmica inflexível

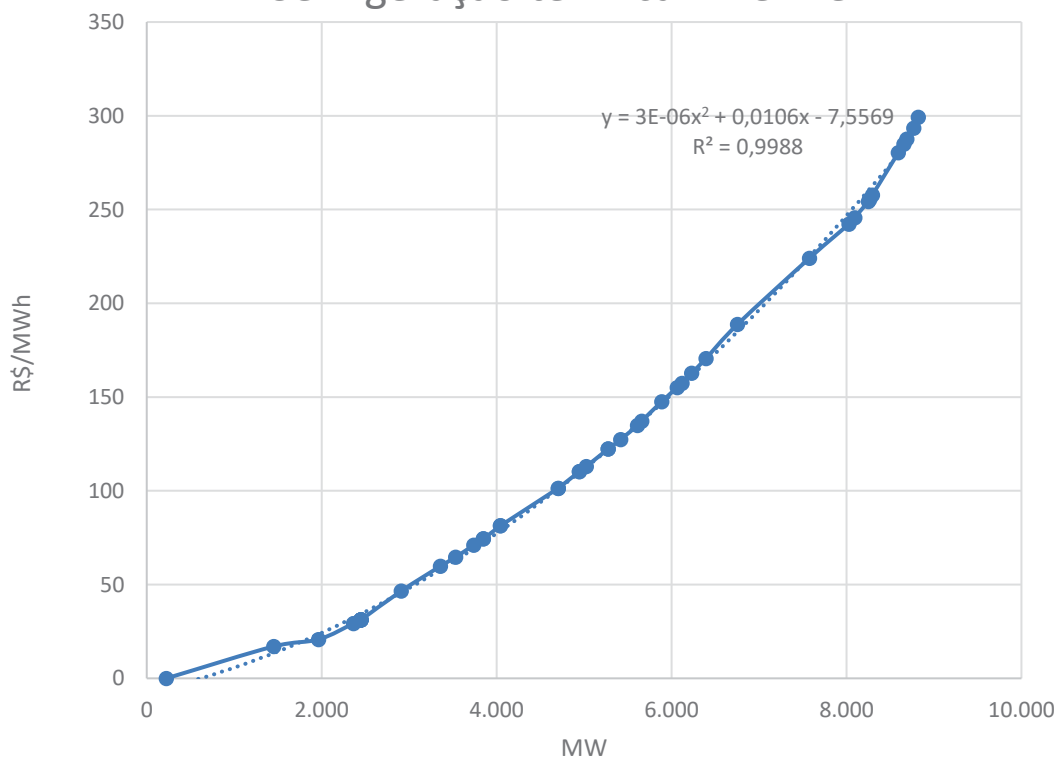


Com geração térmica inflexível

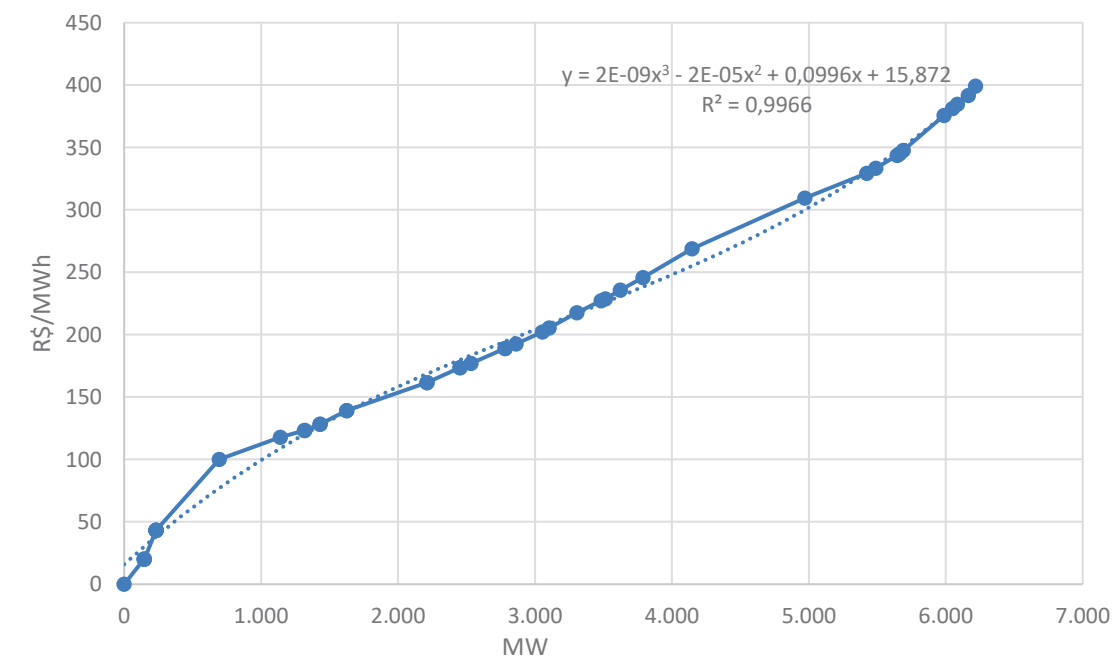


Outubro – 2018

Sem geração térmica inflexível

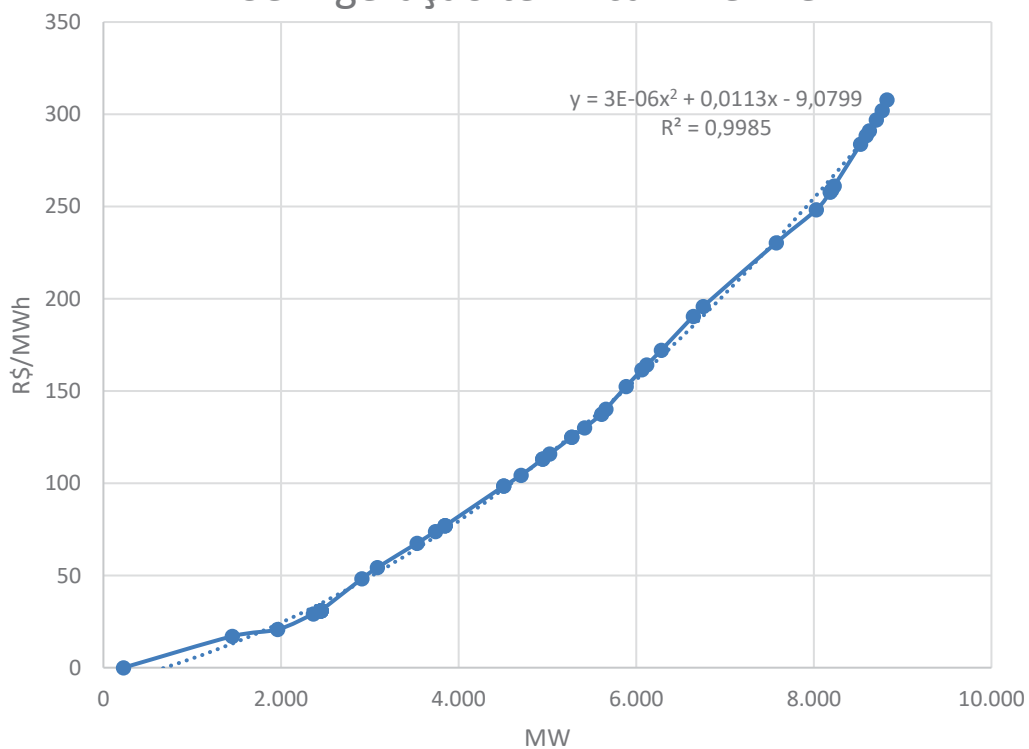


Com geração térmica inflexível

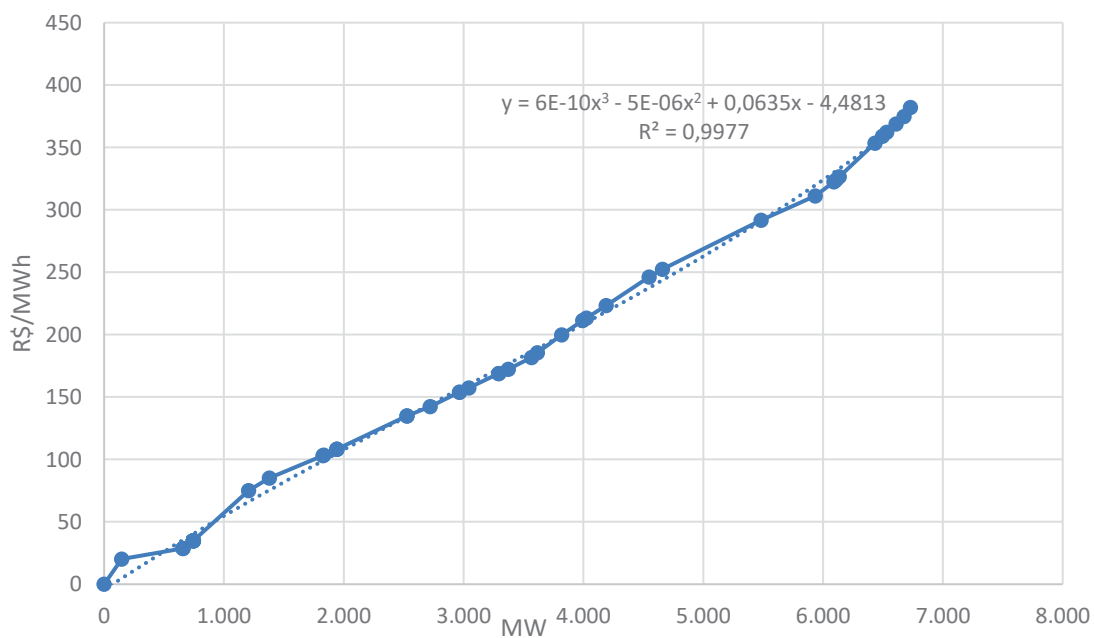


Novembro – 2018

Sem geração térmica inflexível

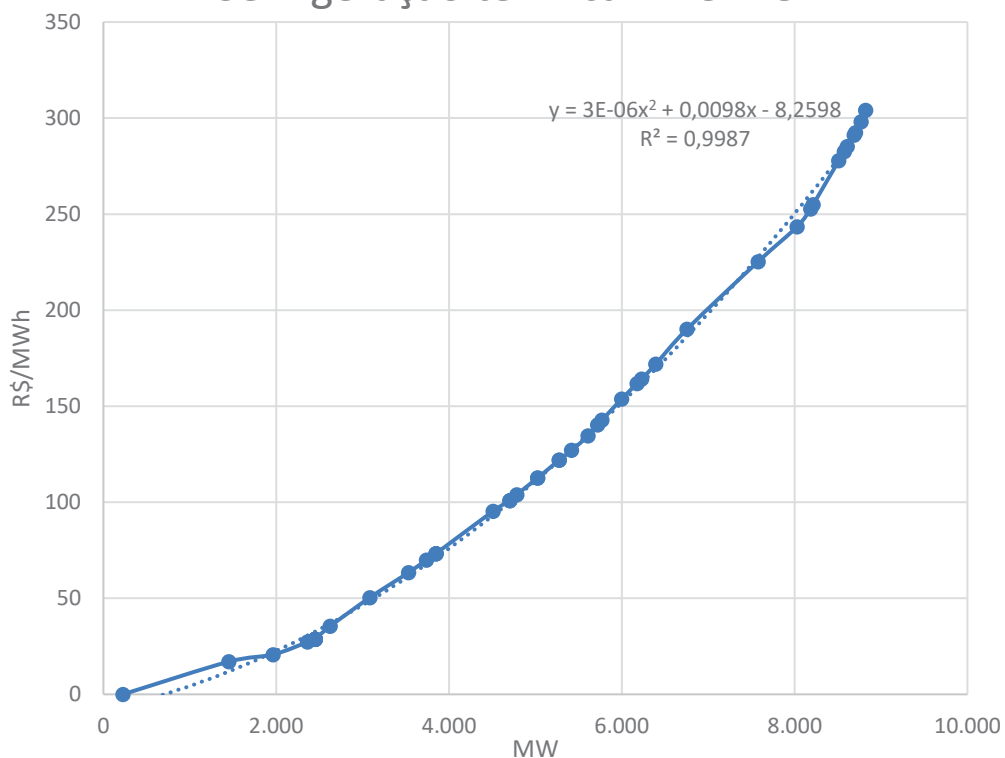


Com geração térmica inflexível

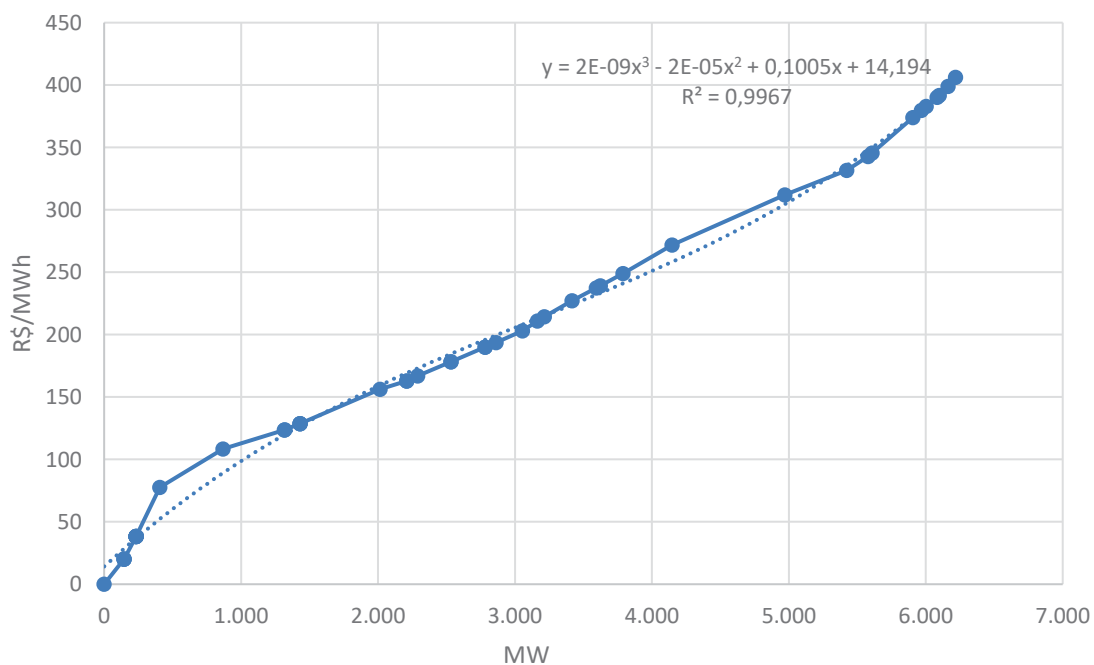


Dezembro – 2018

Sem geração térmica inflexível

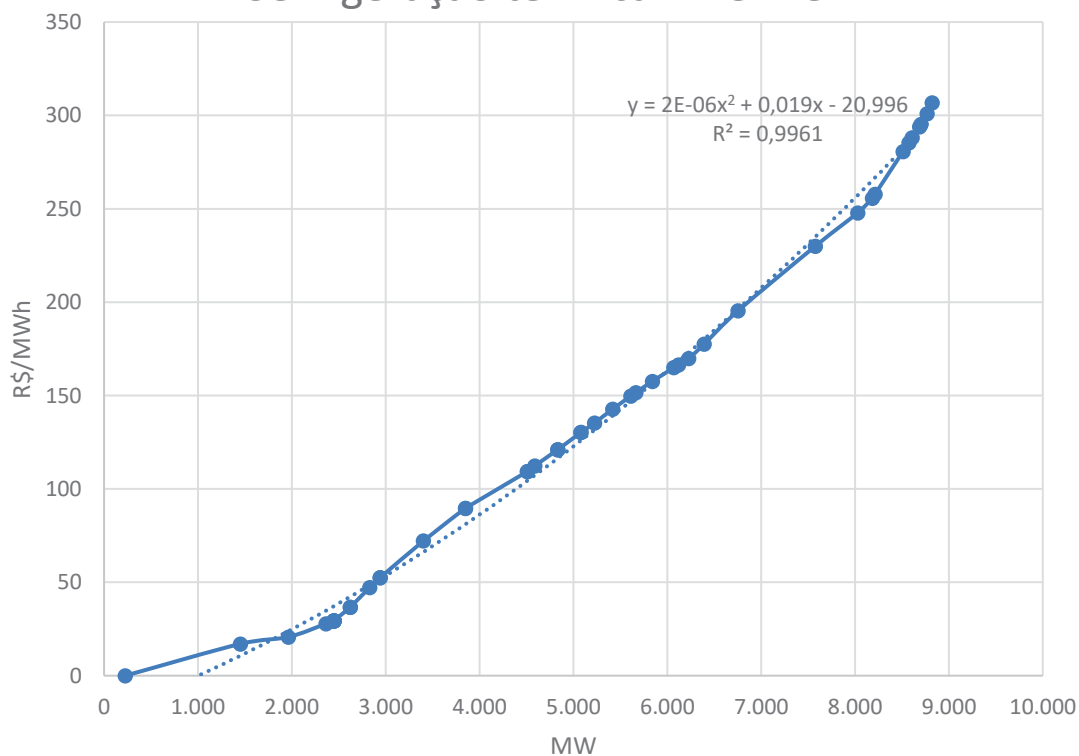


Com geração térmica inflexível

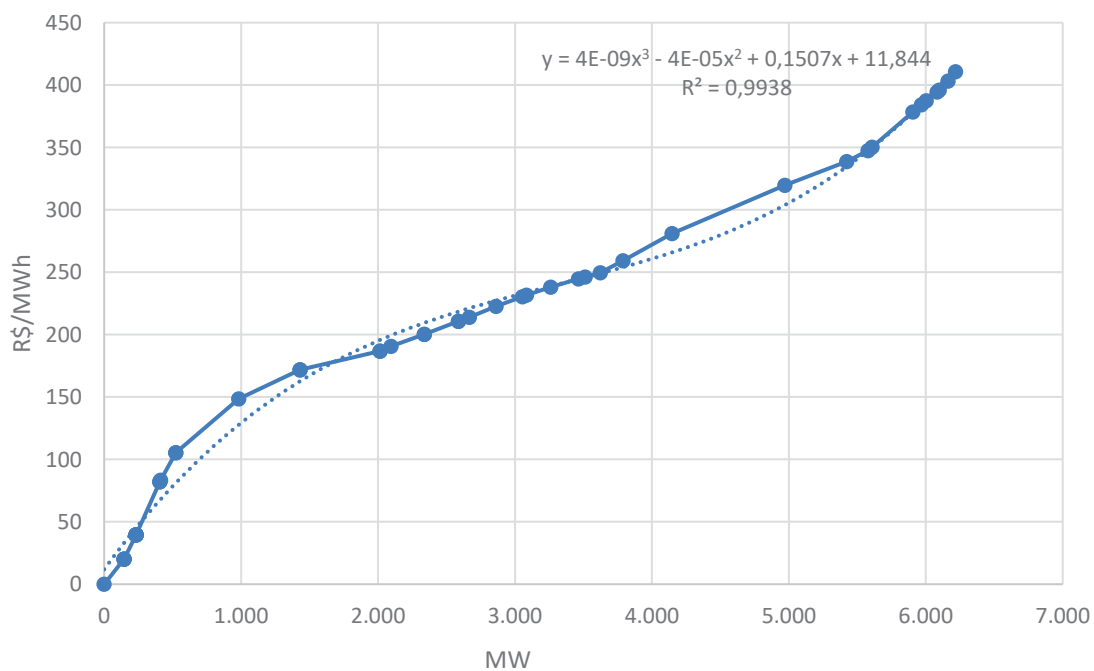


Janeiro – 2019

Sem geração térmica inflexível

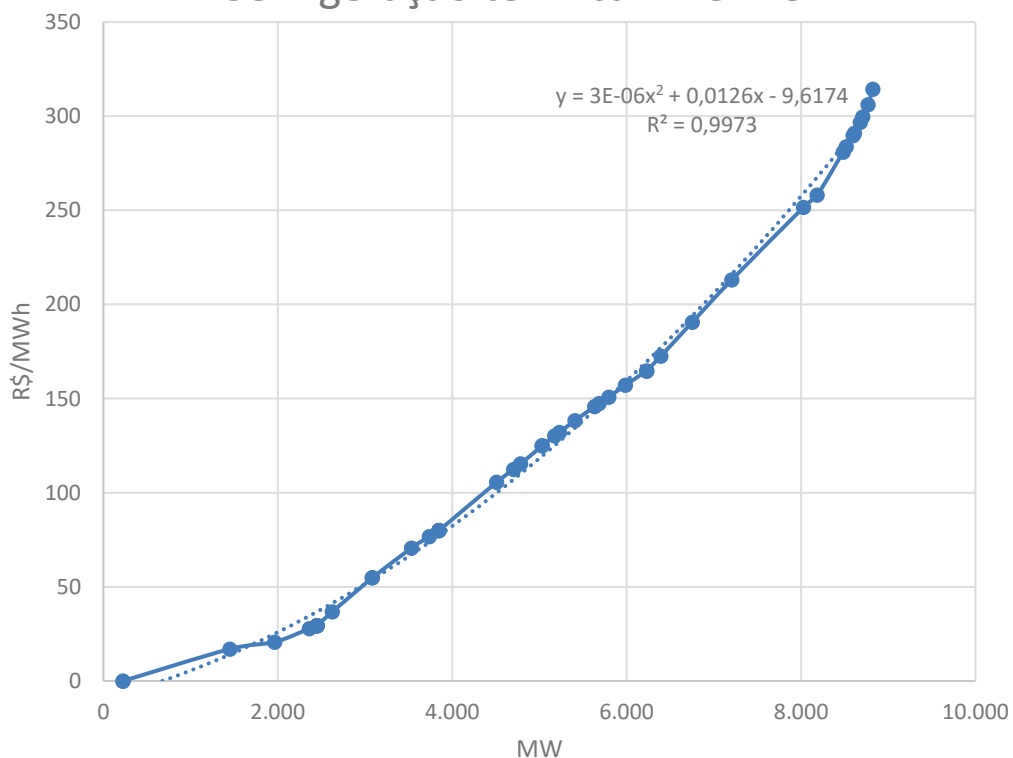


Com geração térmica inflexível

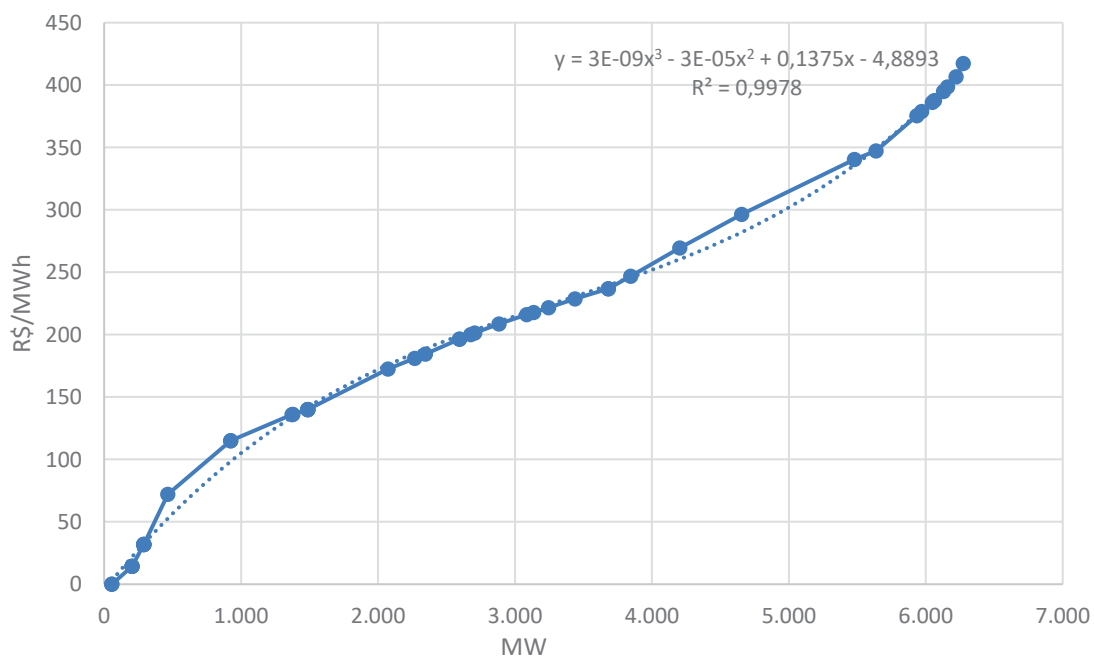


Fevereiro – 2019

Sem geração térmica inflexível

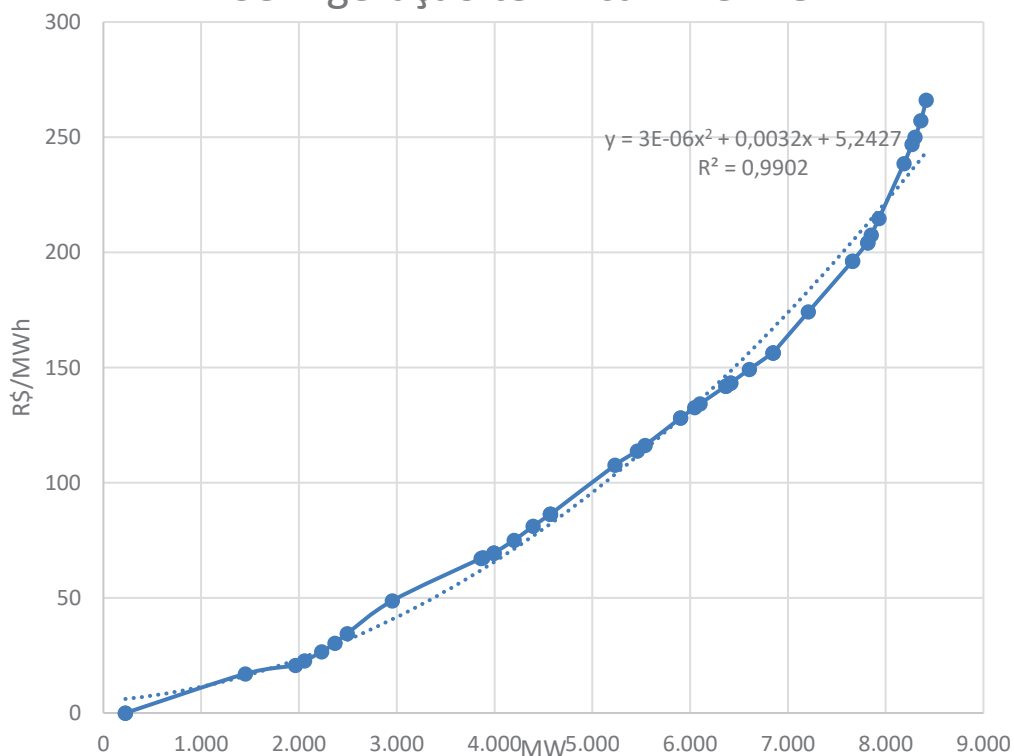


Com geração térmica inflexível

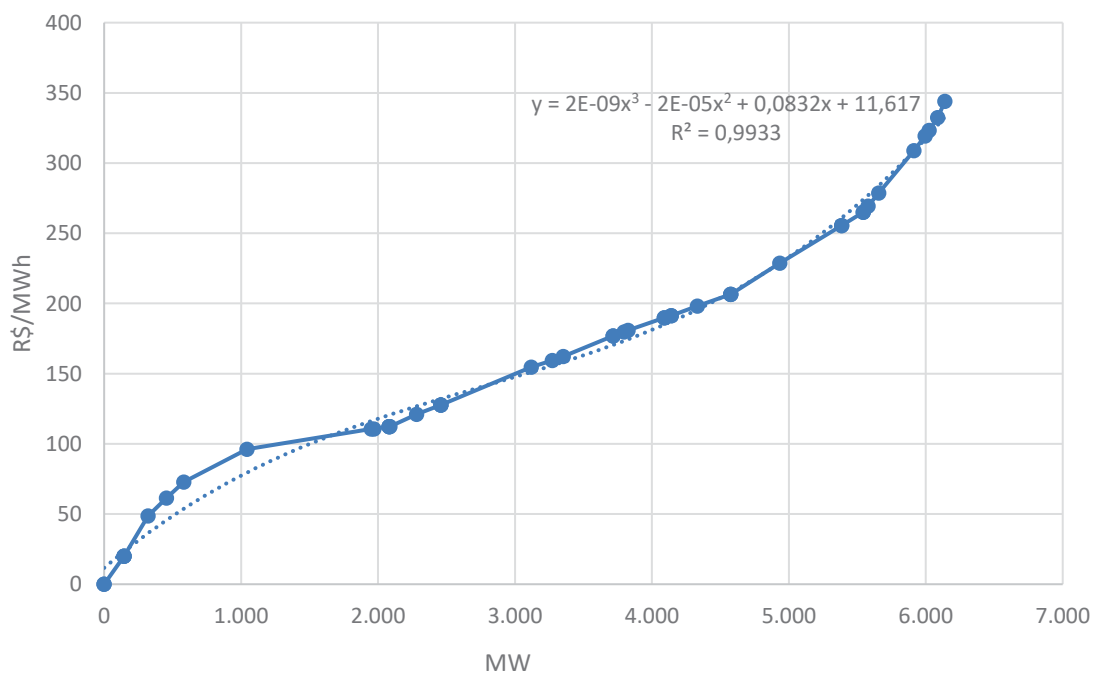


Março – 2019

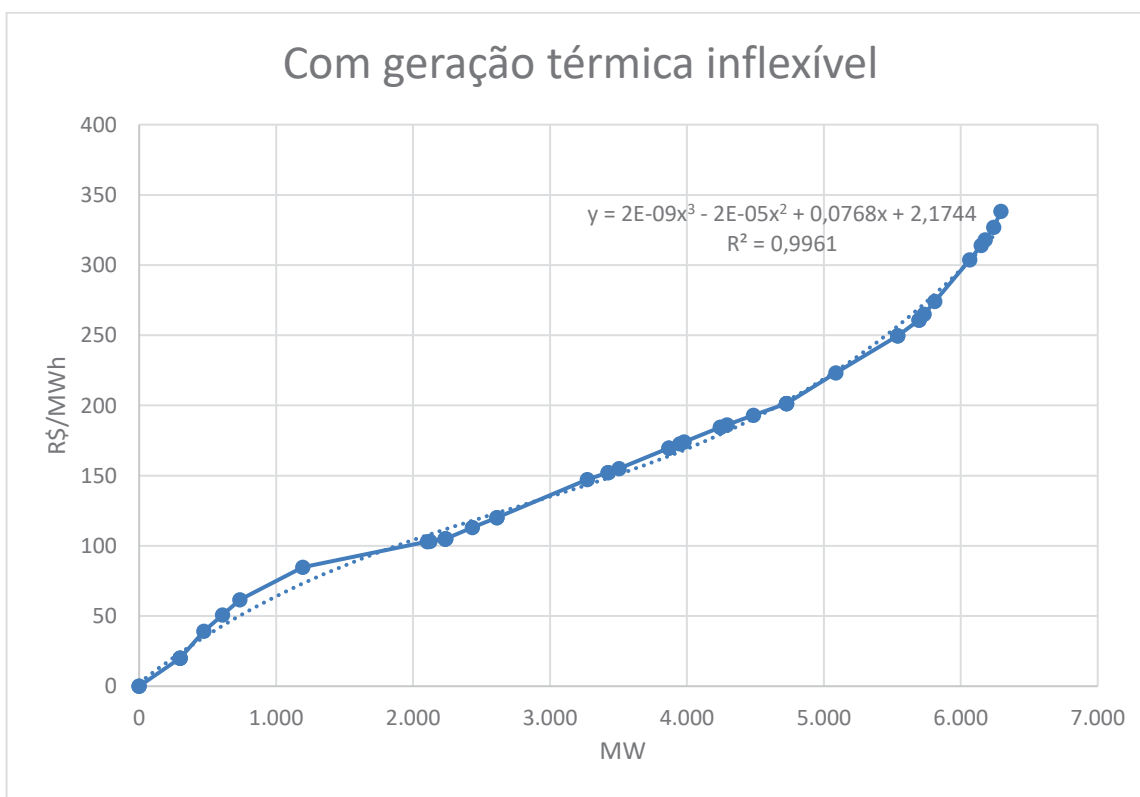
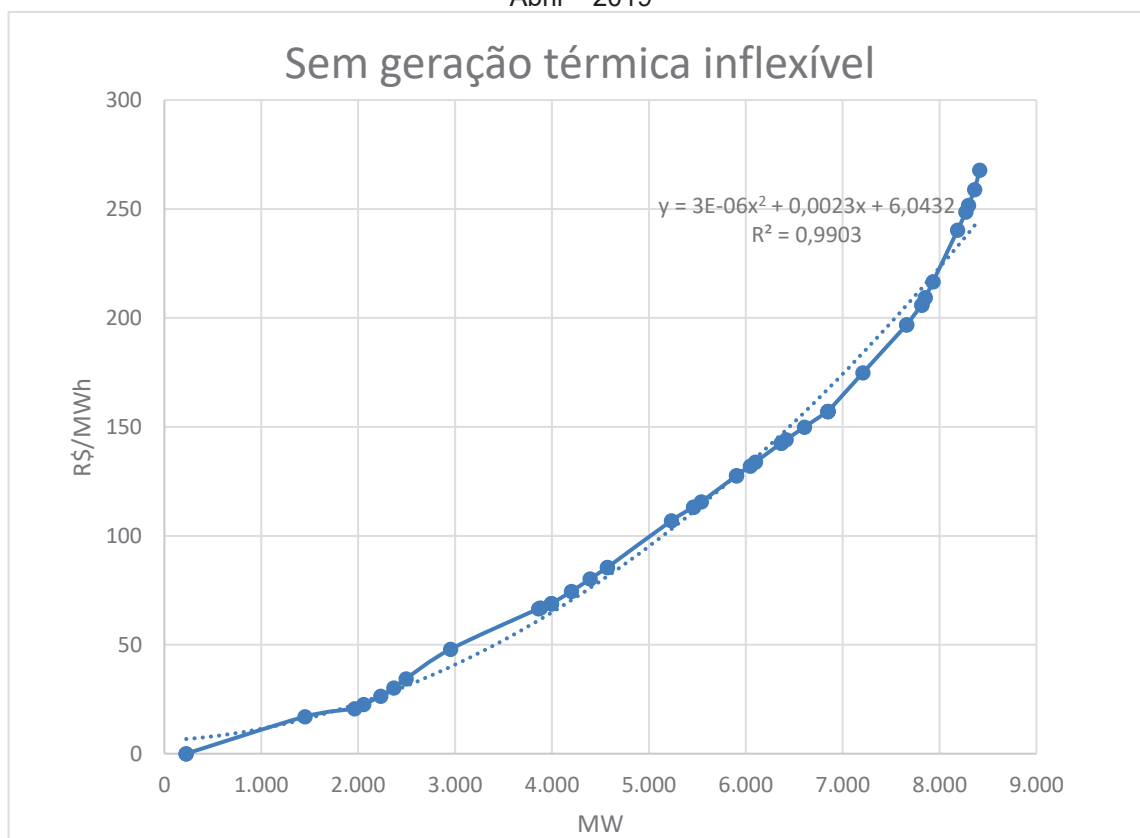
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

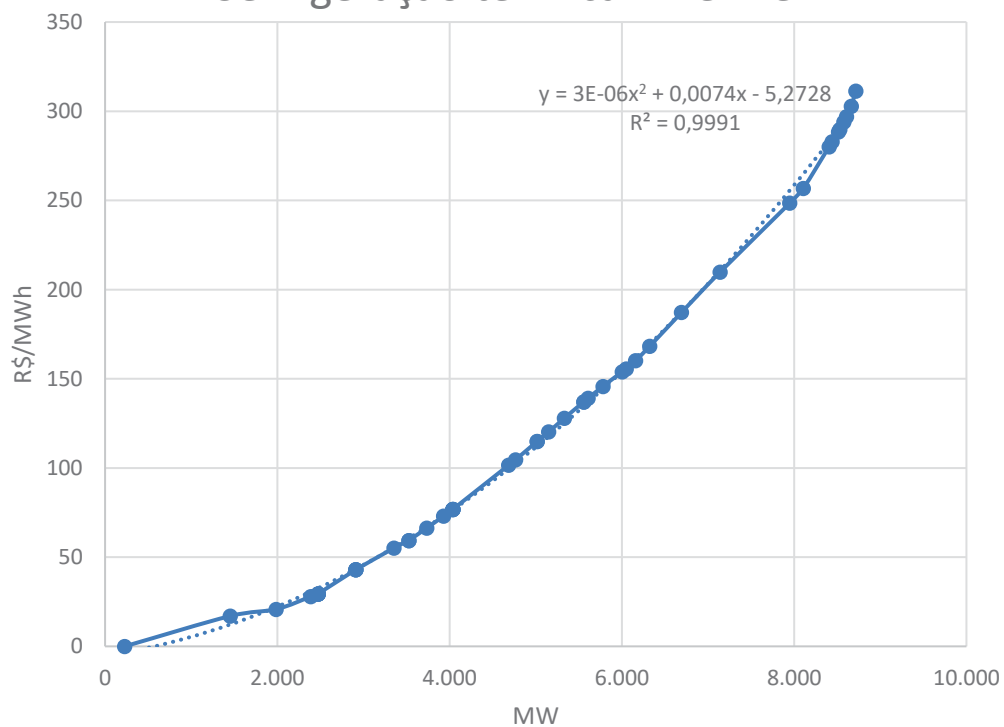


Abril – 2019

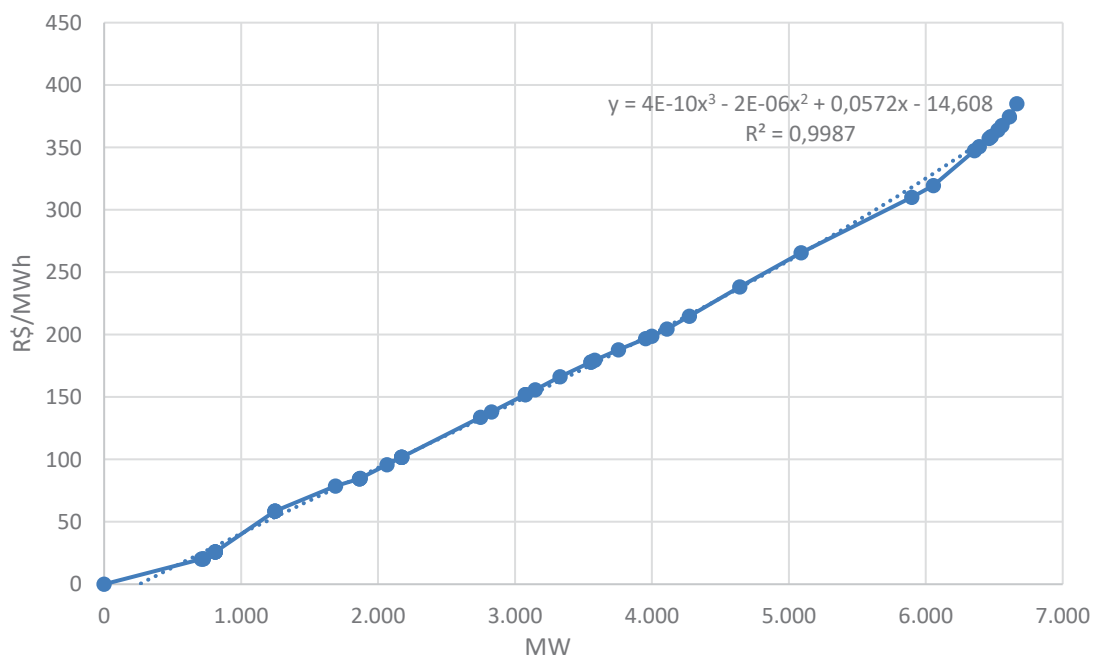


Maio – 2019

Sem geração térmica inflexível

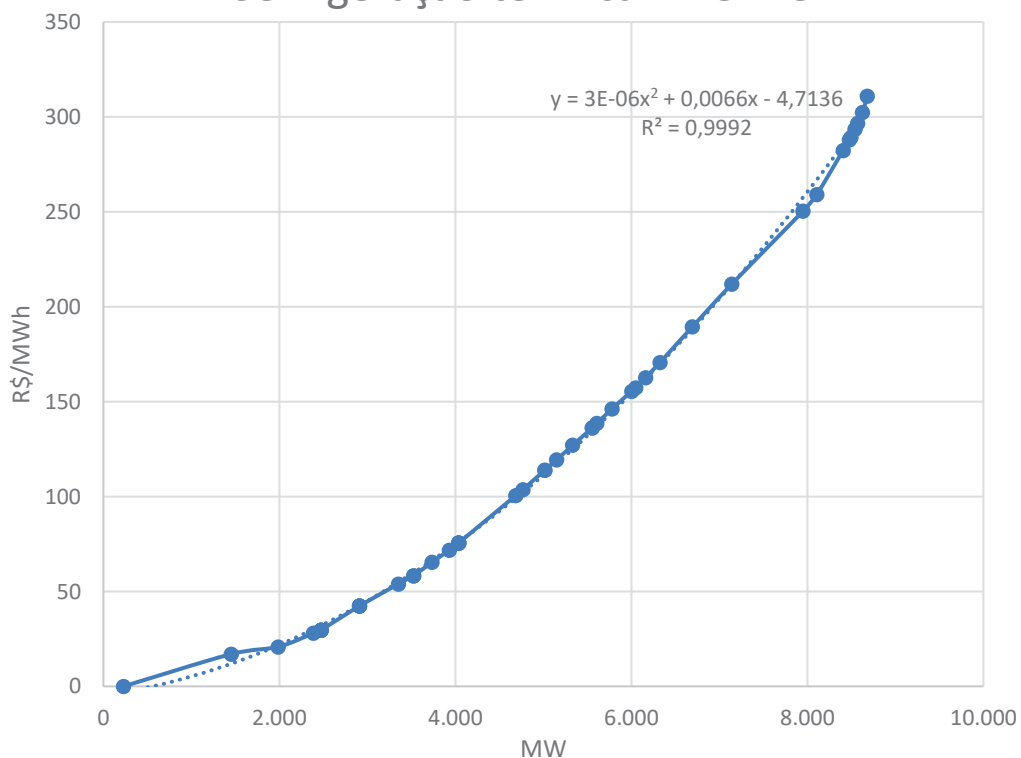


Com geração térmica inflexível

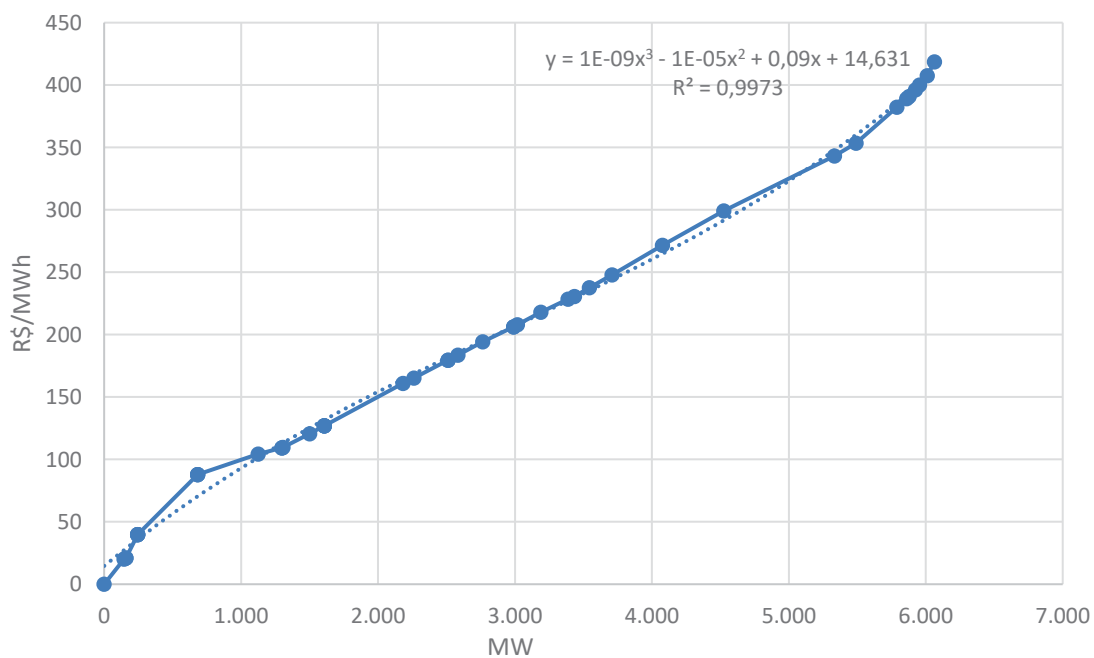


Junho – 2019

Sem geração térmica inflexível

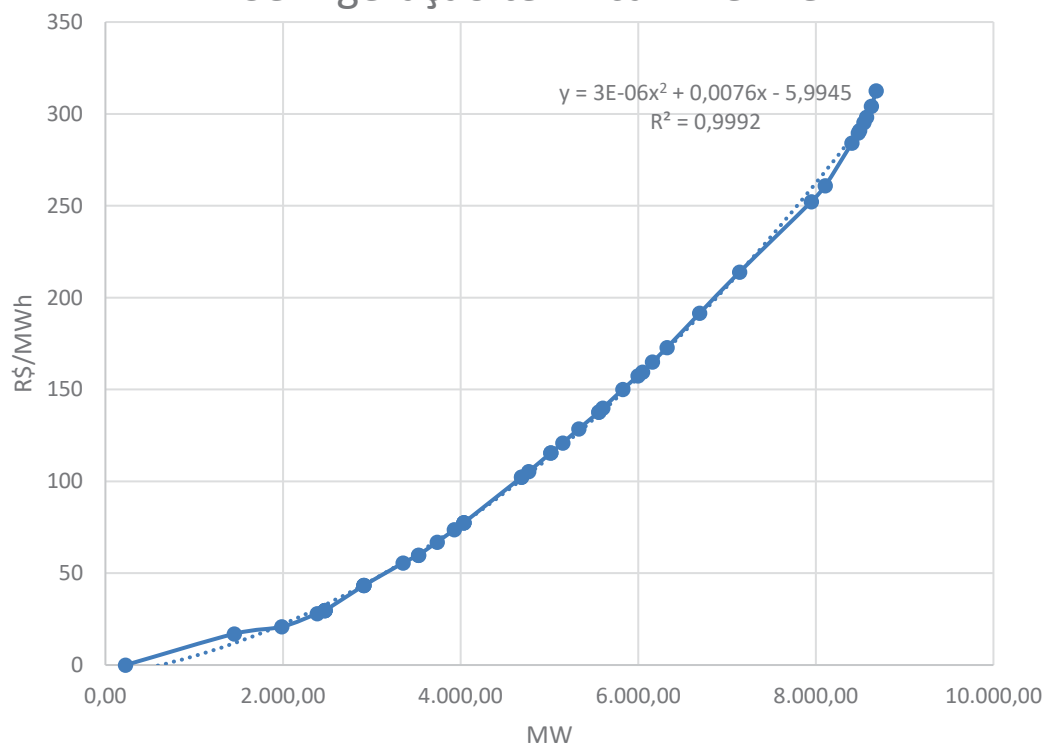


Com geração térmica inflexível

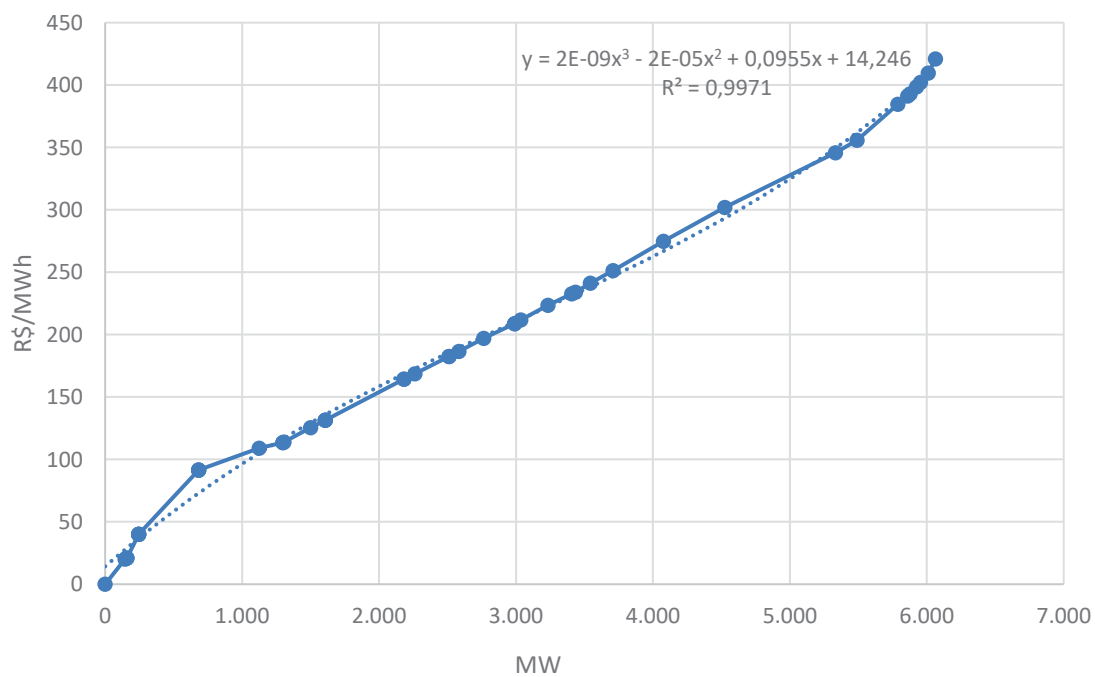


Julho – 2019

Sem geração térmica inflexível

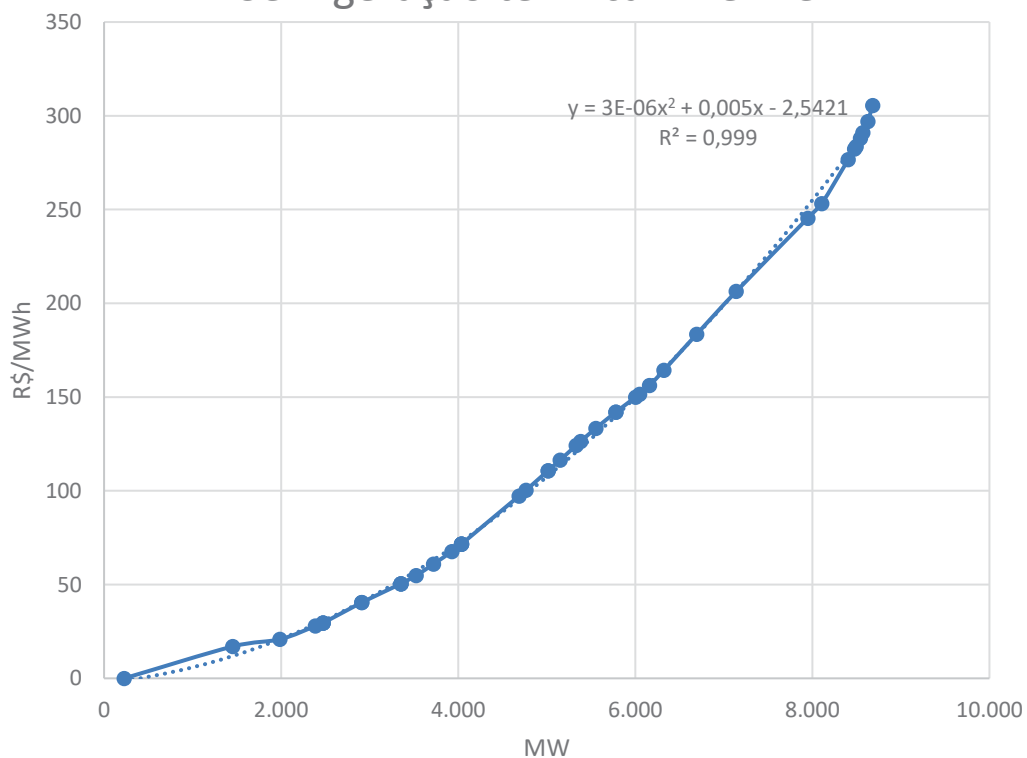


Com geração térmica inflexível

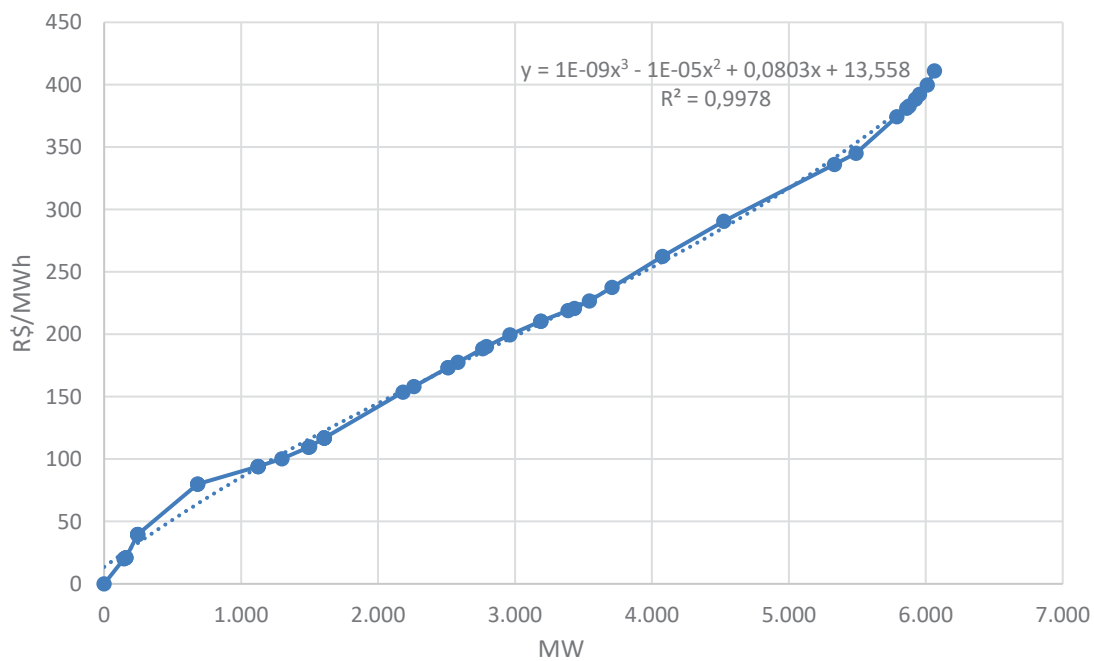


Agosto – 2019

Sem geração térmica inflexível

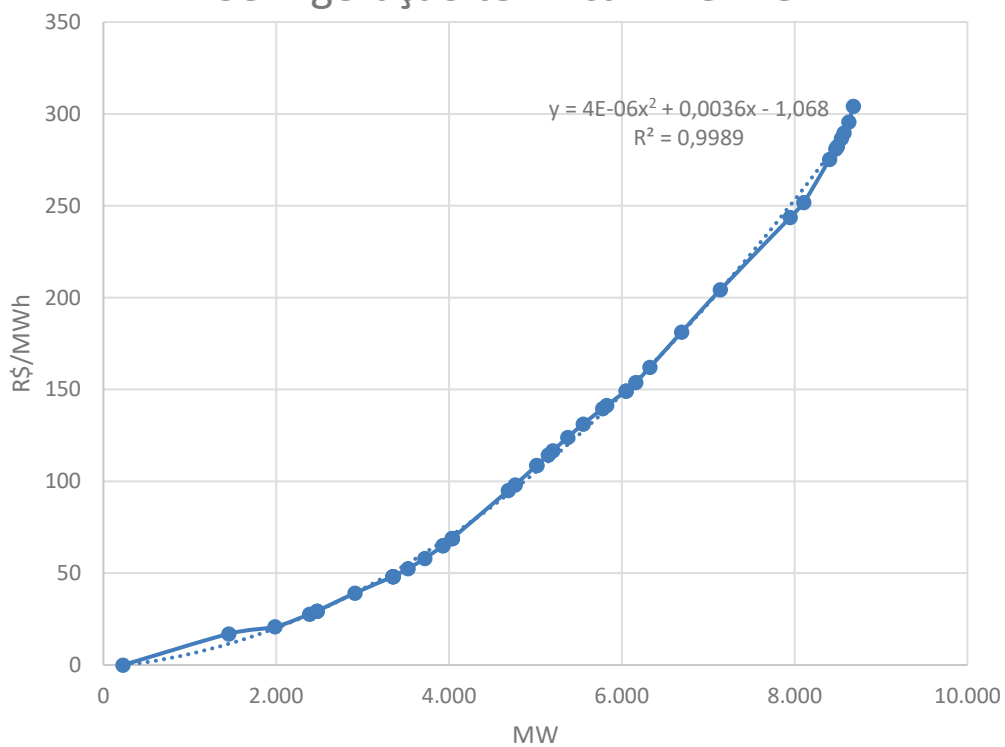


Com geração térmica inflexível

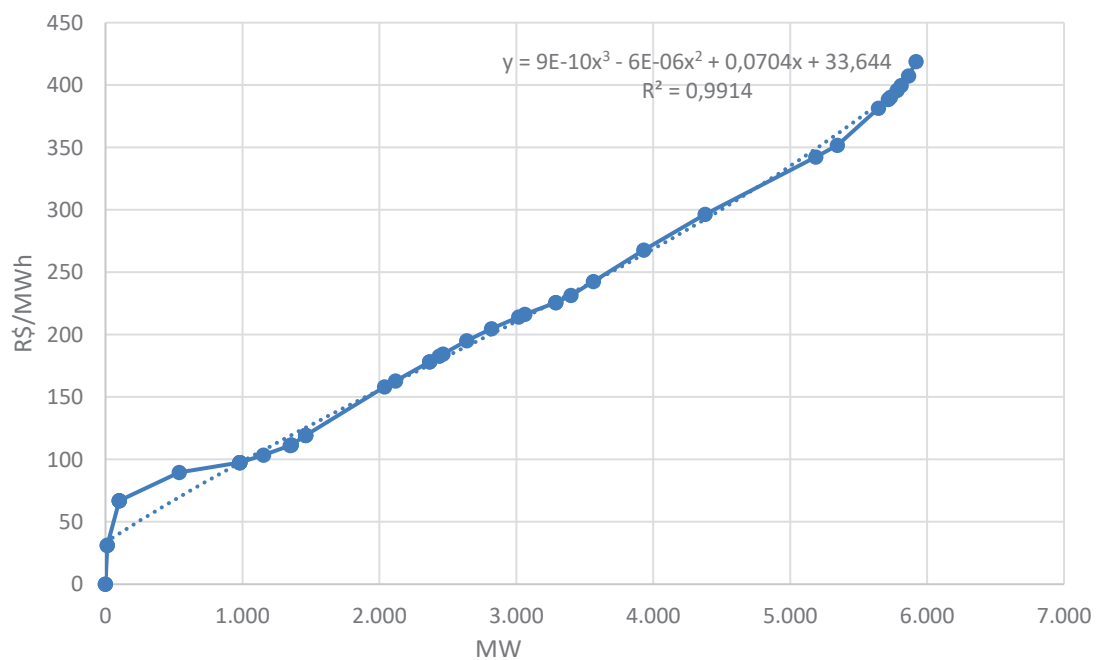


Setembro – 2019

Sem geração térmica inflexível

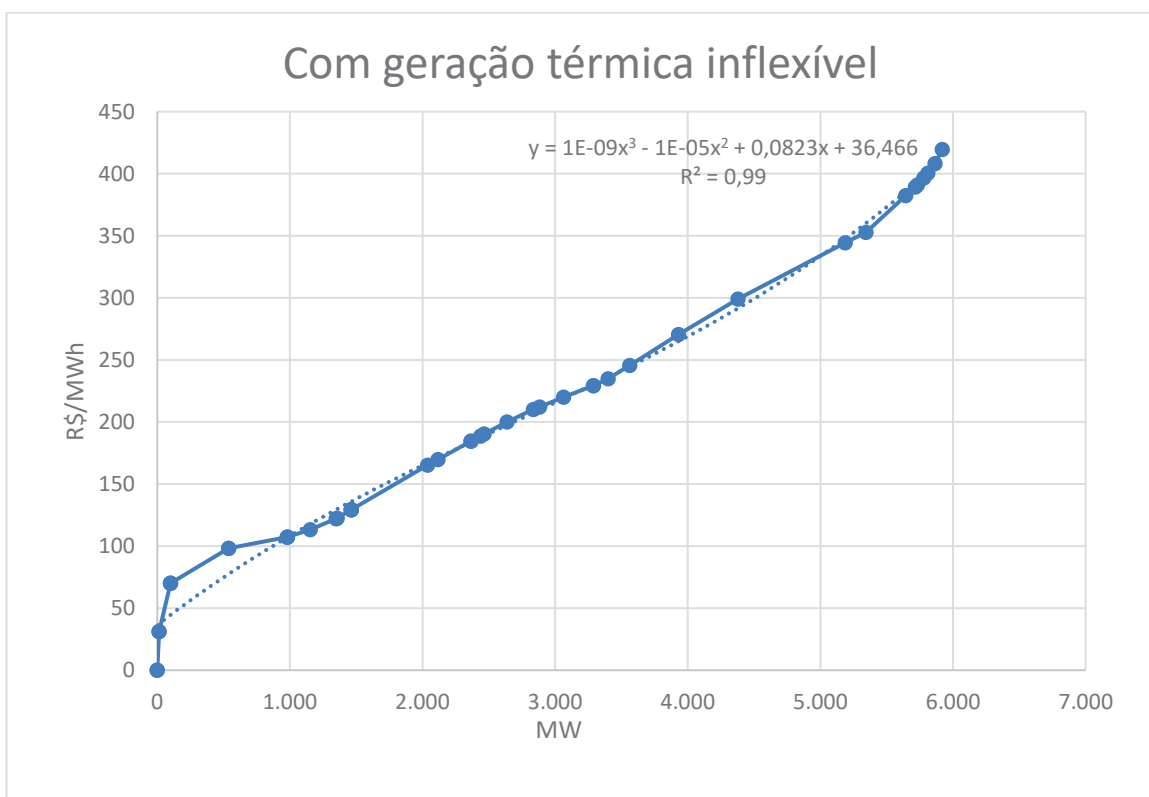
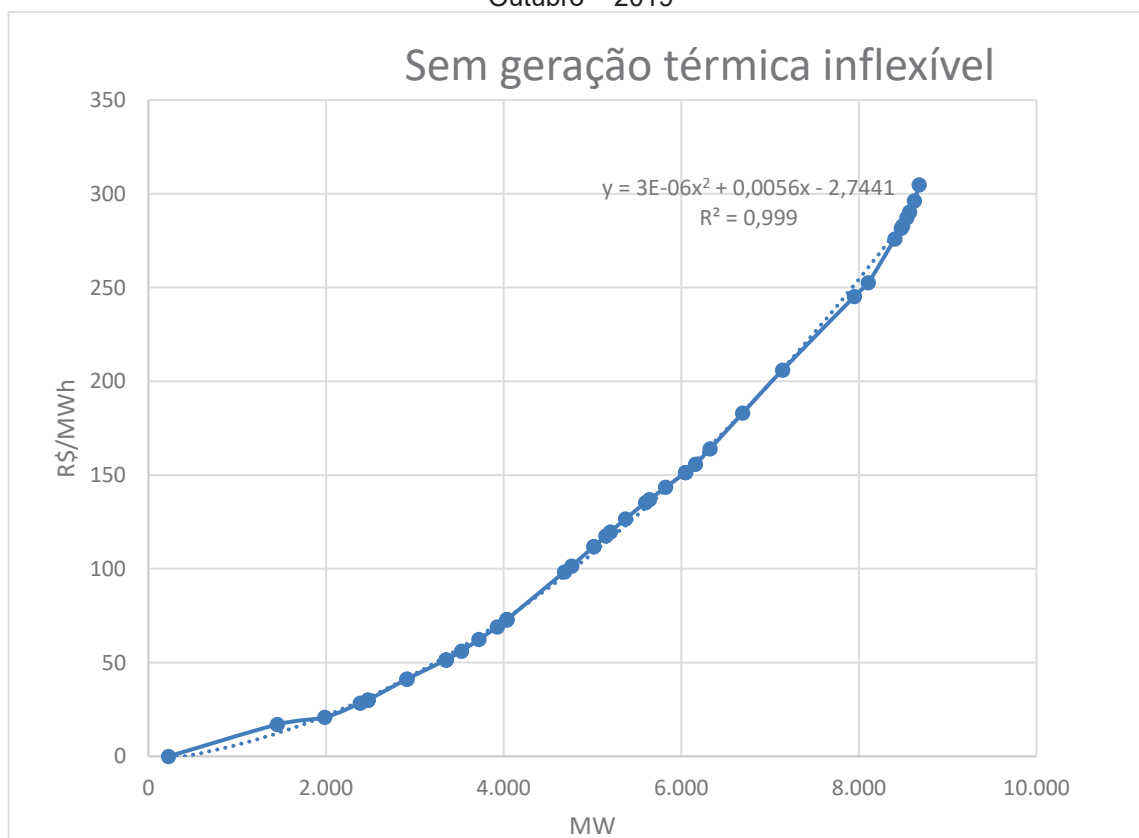


Com geração térmica inflexível



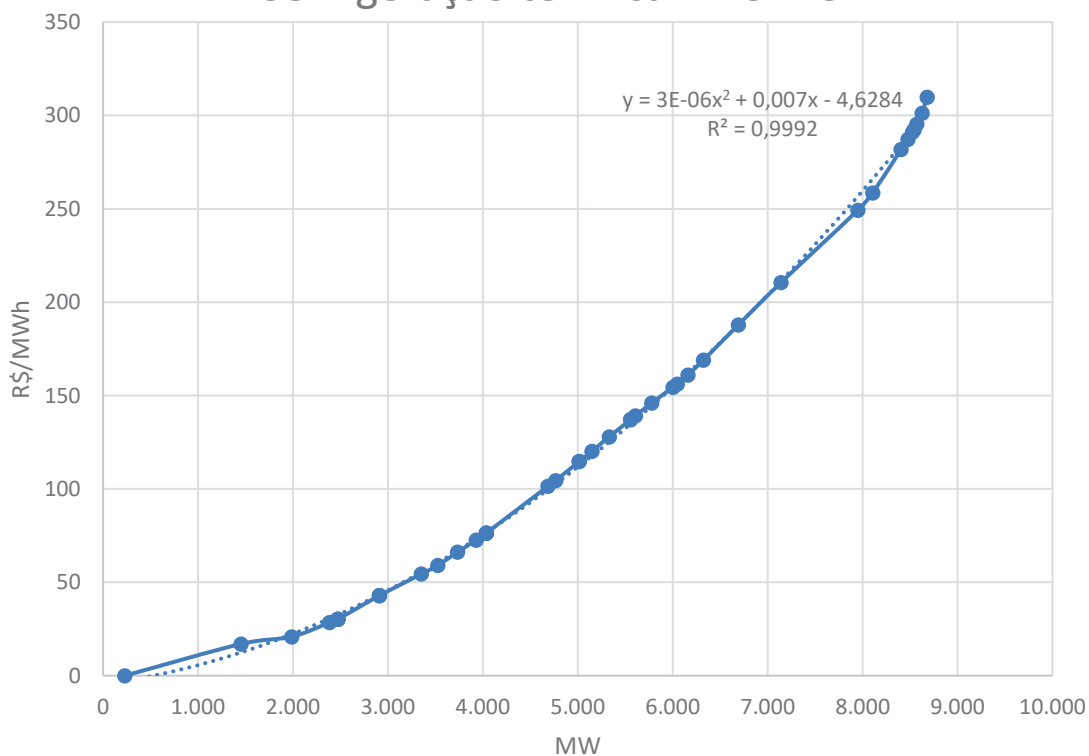
v

Outubro – 2019

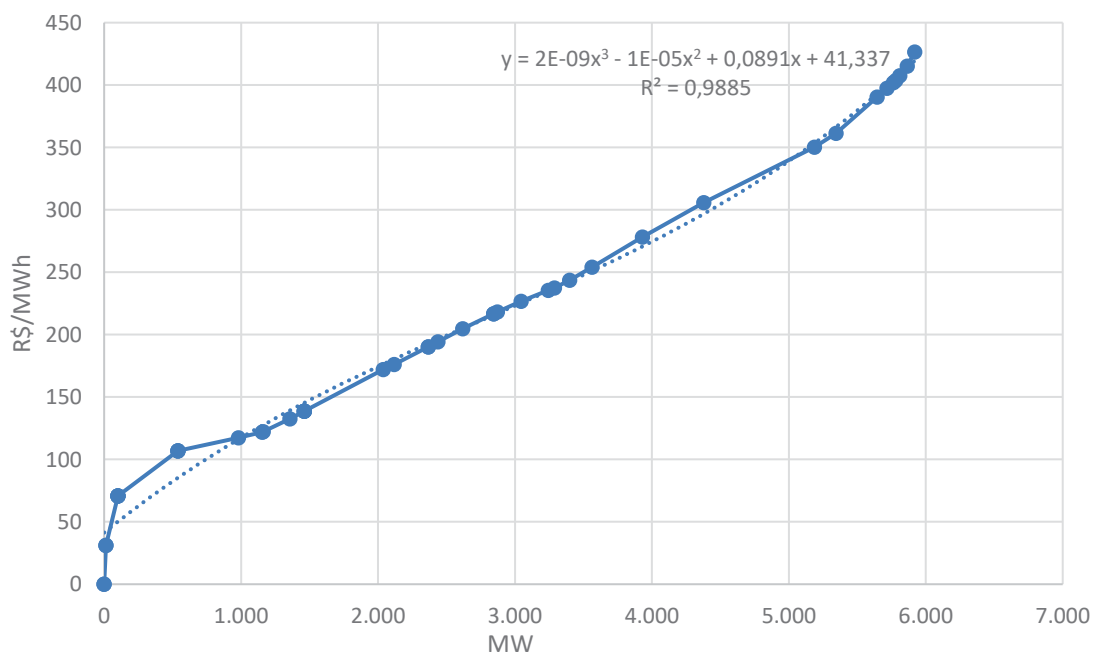


Novembro – 2019

Sem geração térmica inflexível

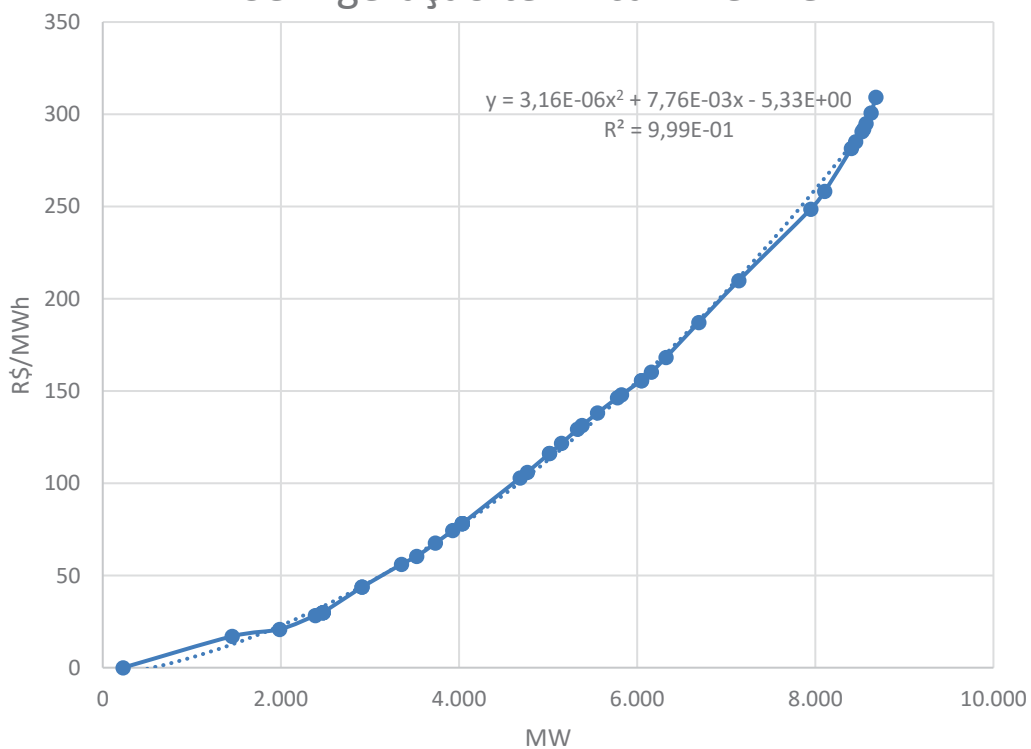


Com geração térmica inflexível

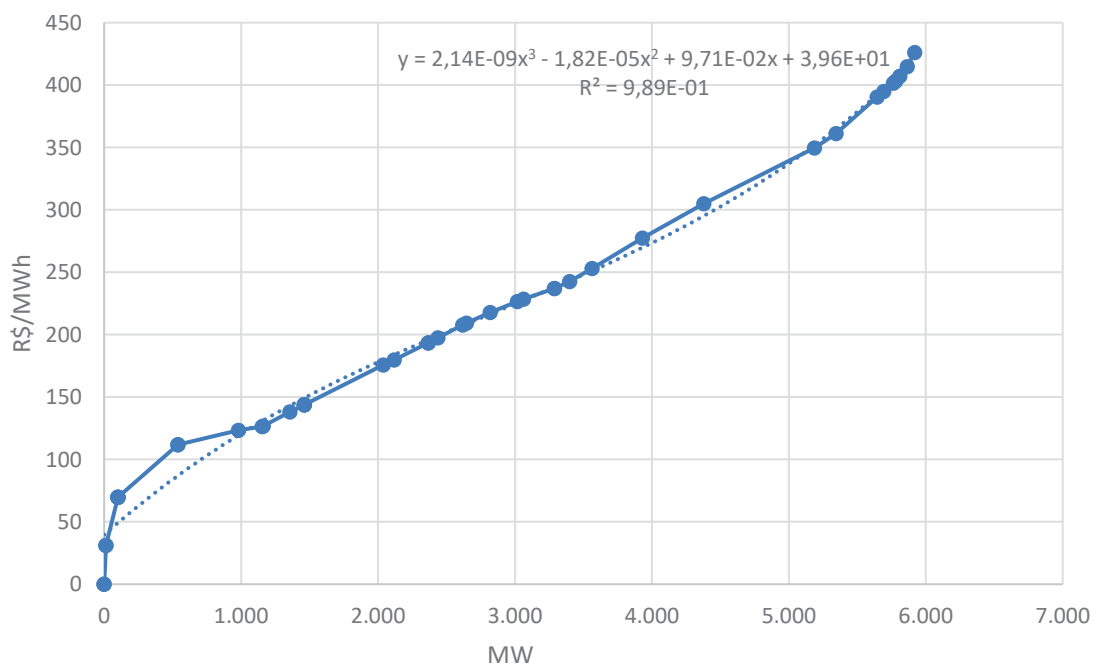


Dezembro – 2019

Sem geração térmica inflexível

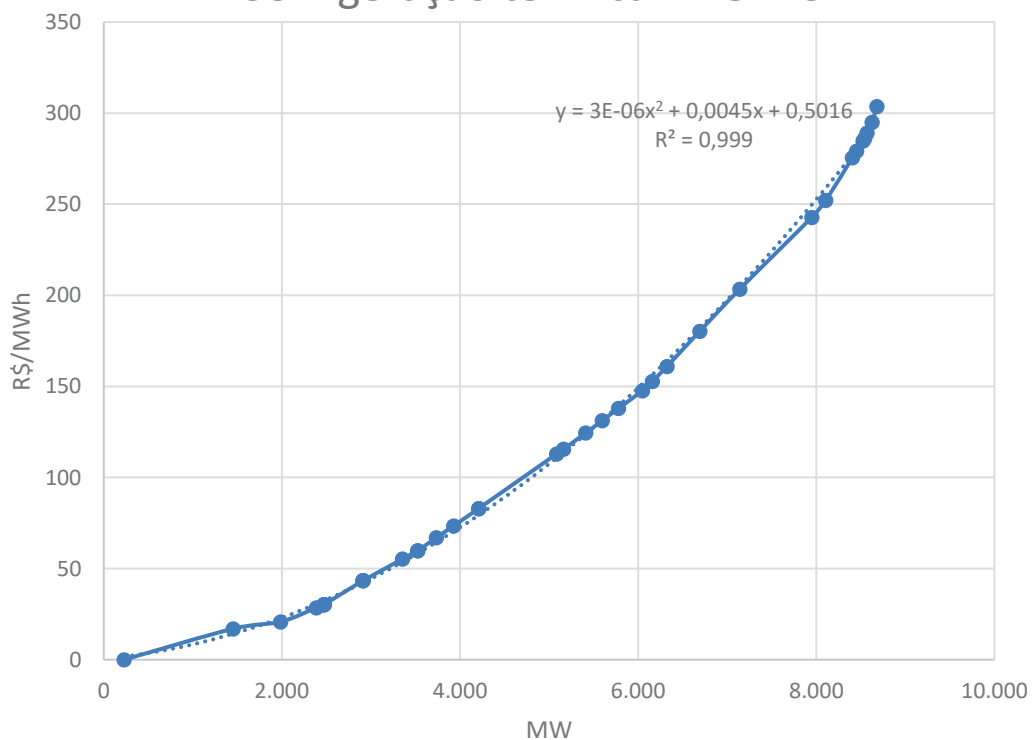


Com geração térmica inflexível

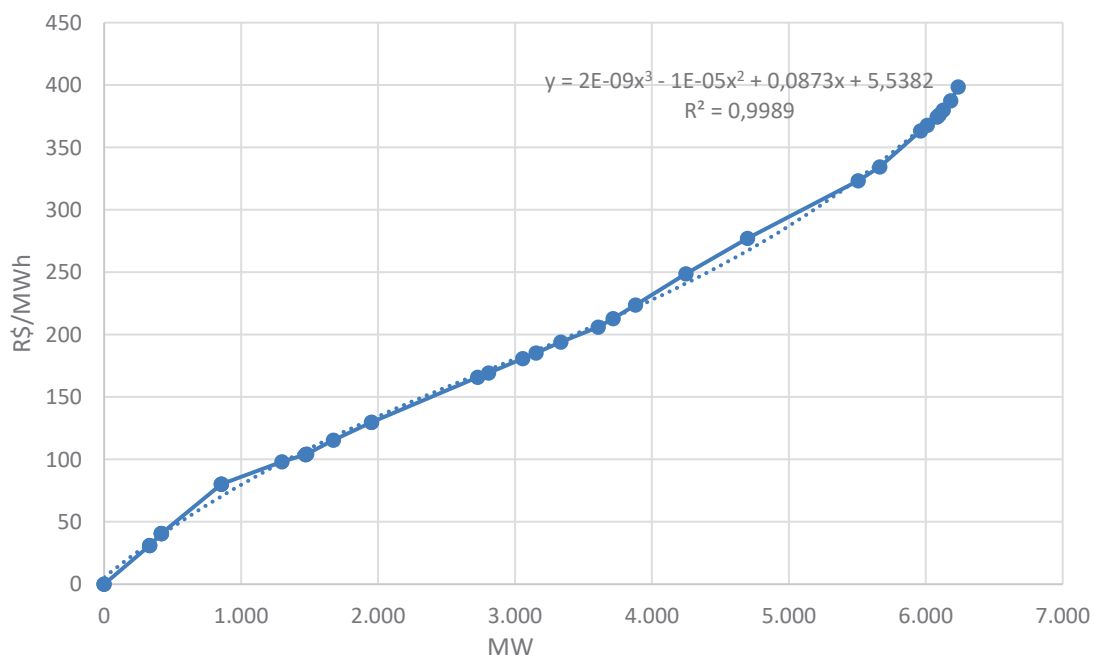


Janeiro – 2020

Sem geração térmica inflexível

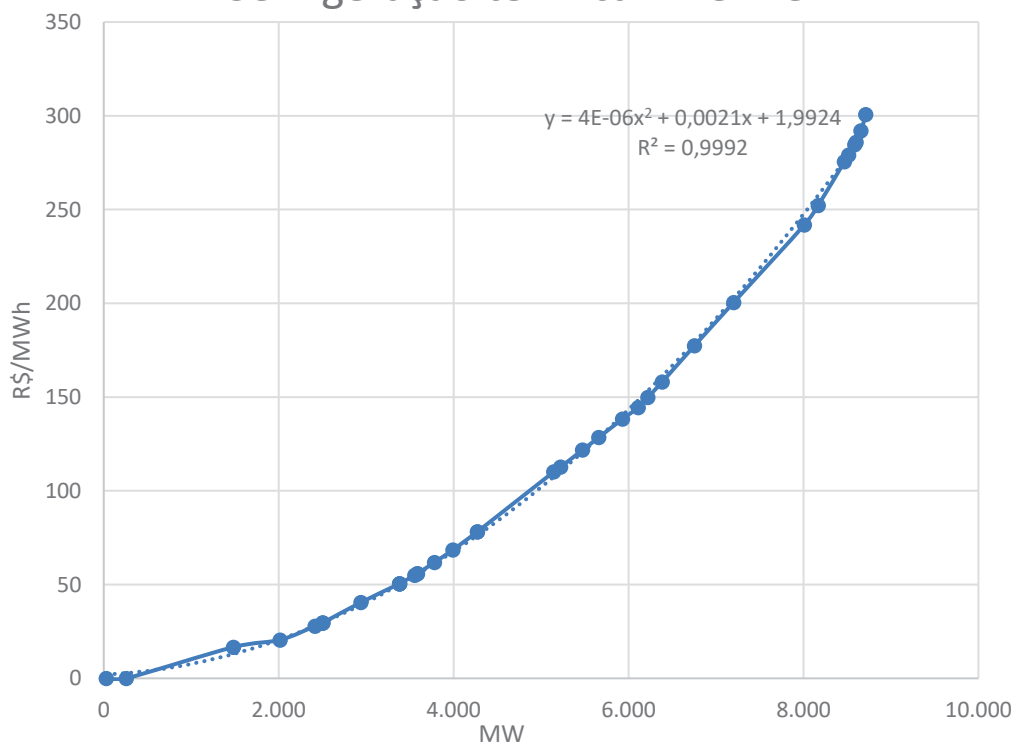


Com geração térmica inflexível

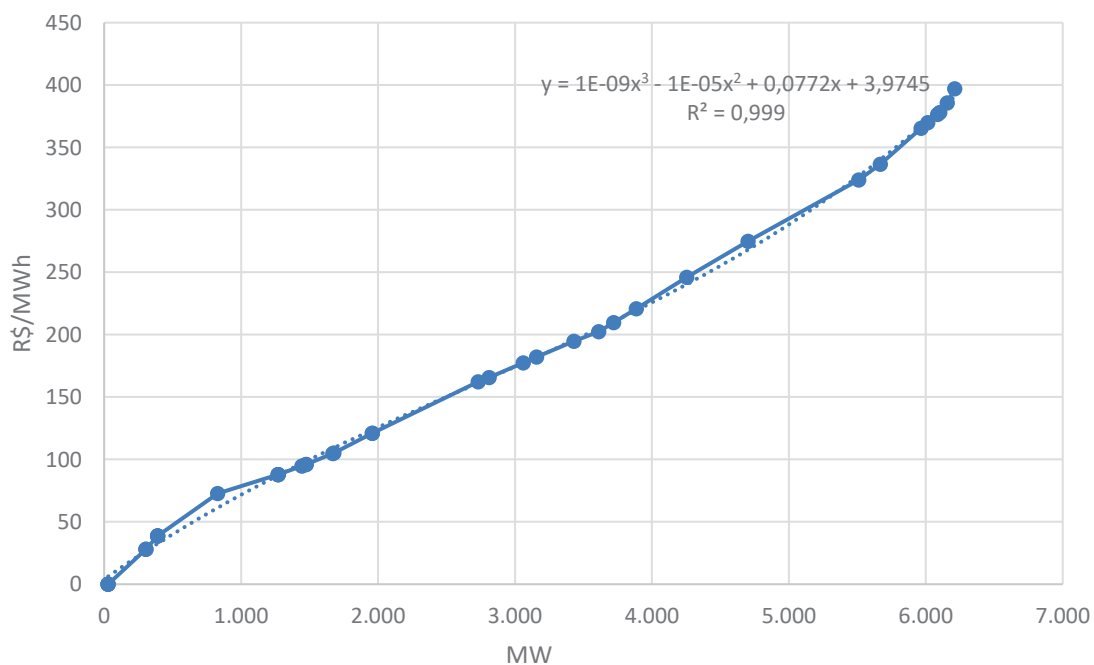


Fevereiro – 2020

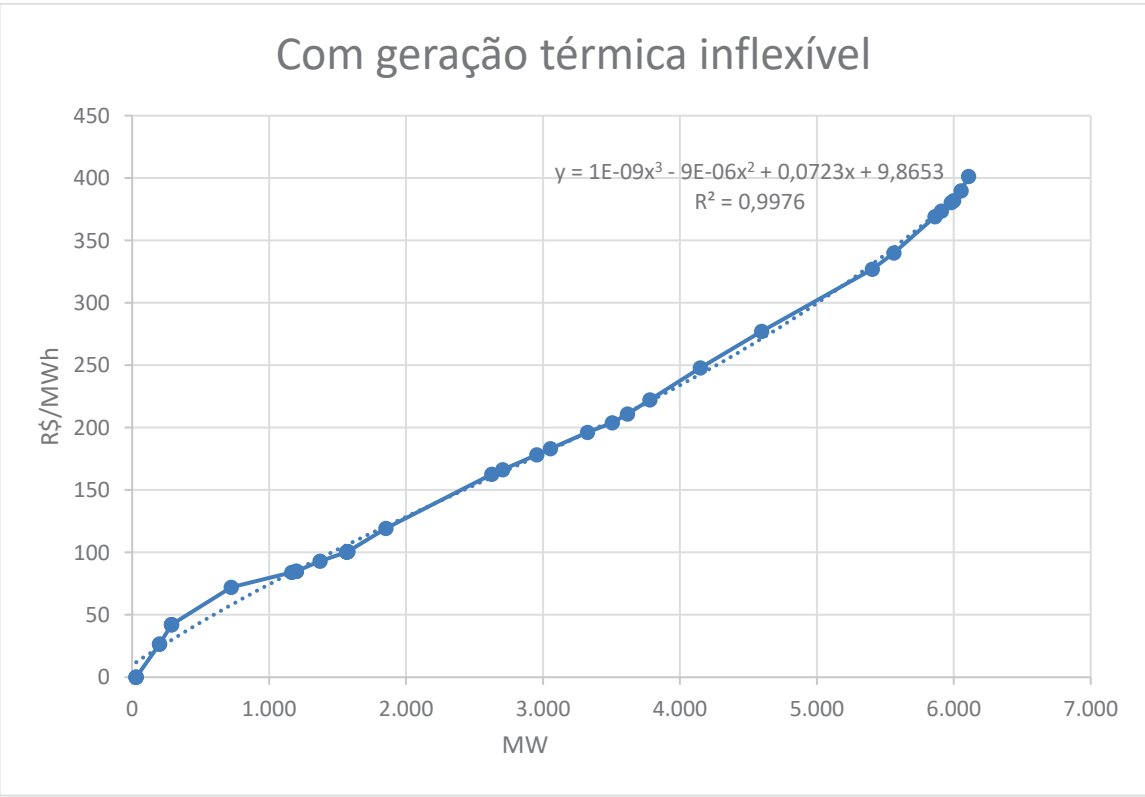
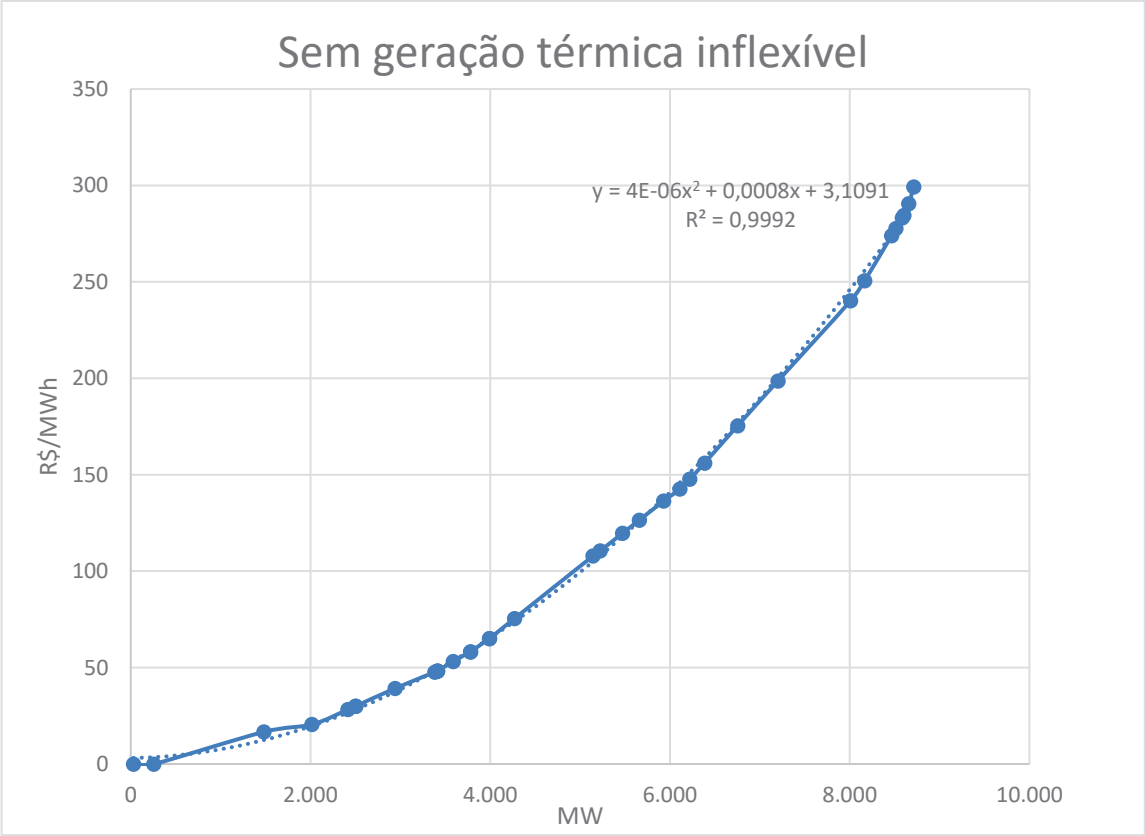
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

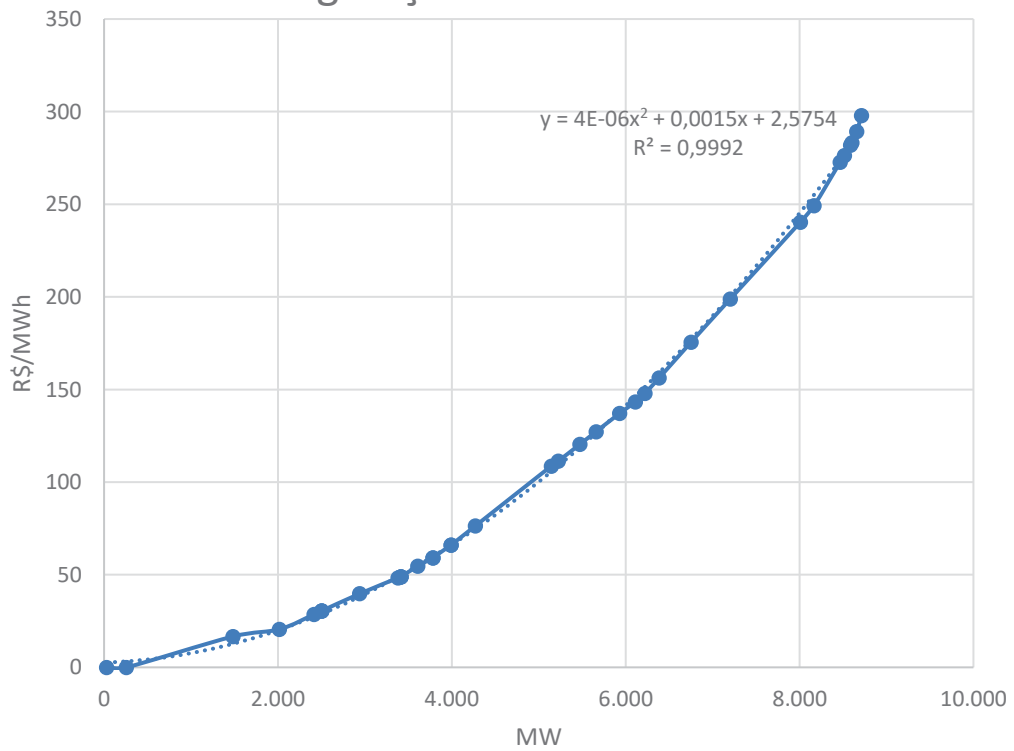


Março – 2020

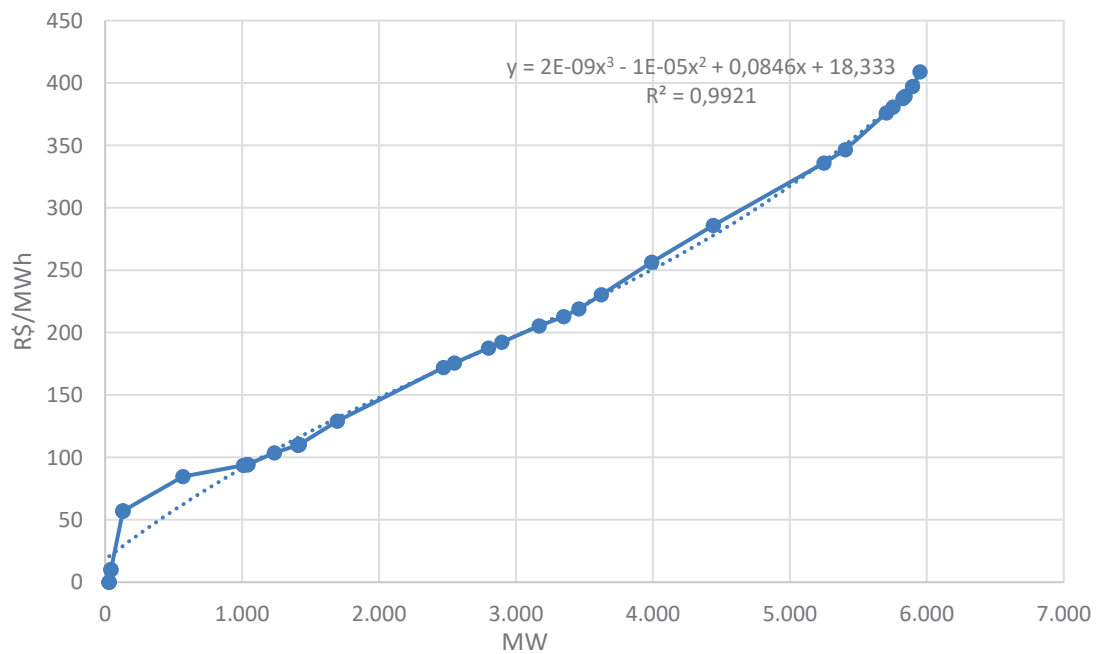


Abril – 2020

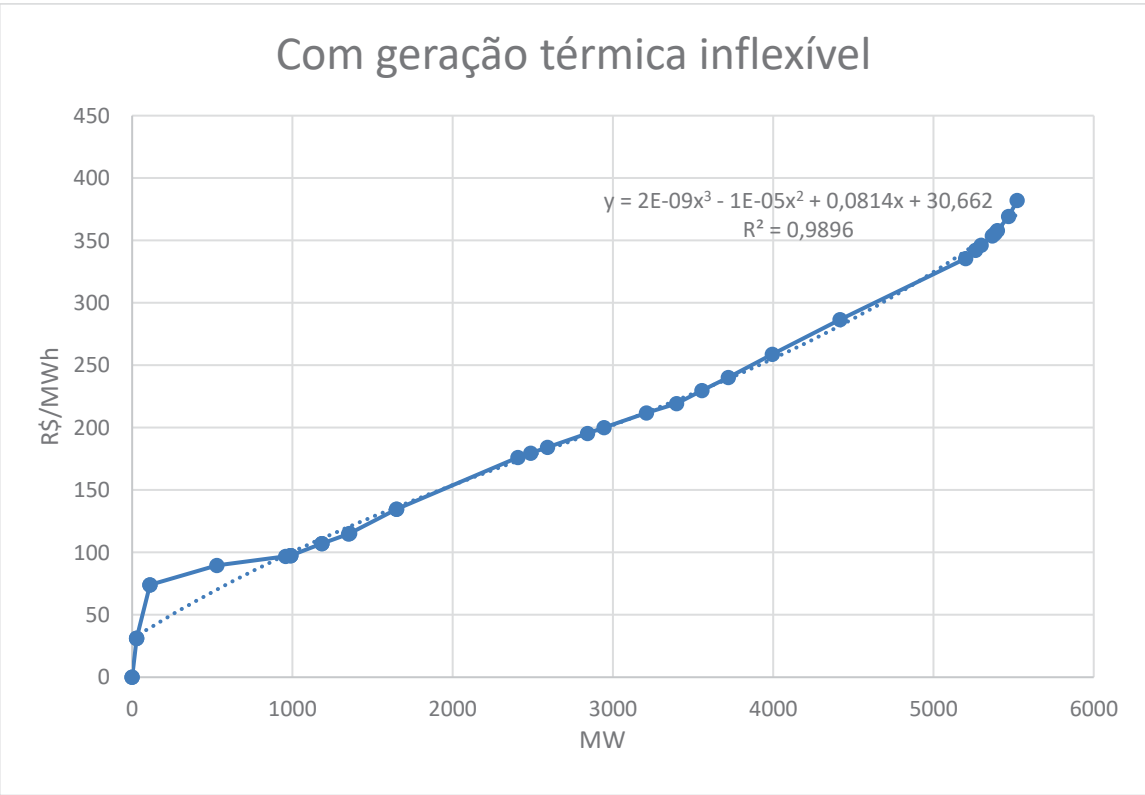
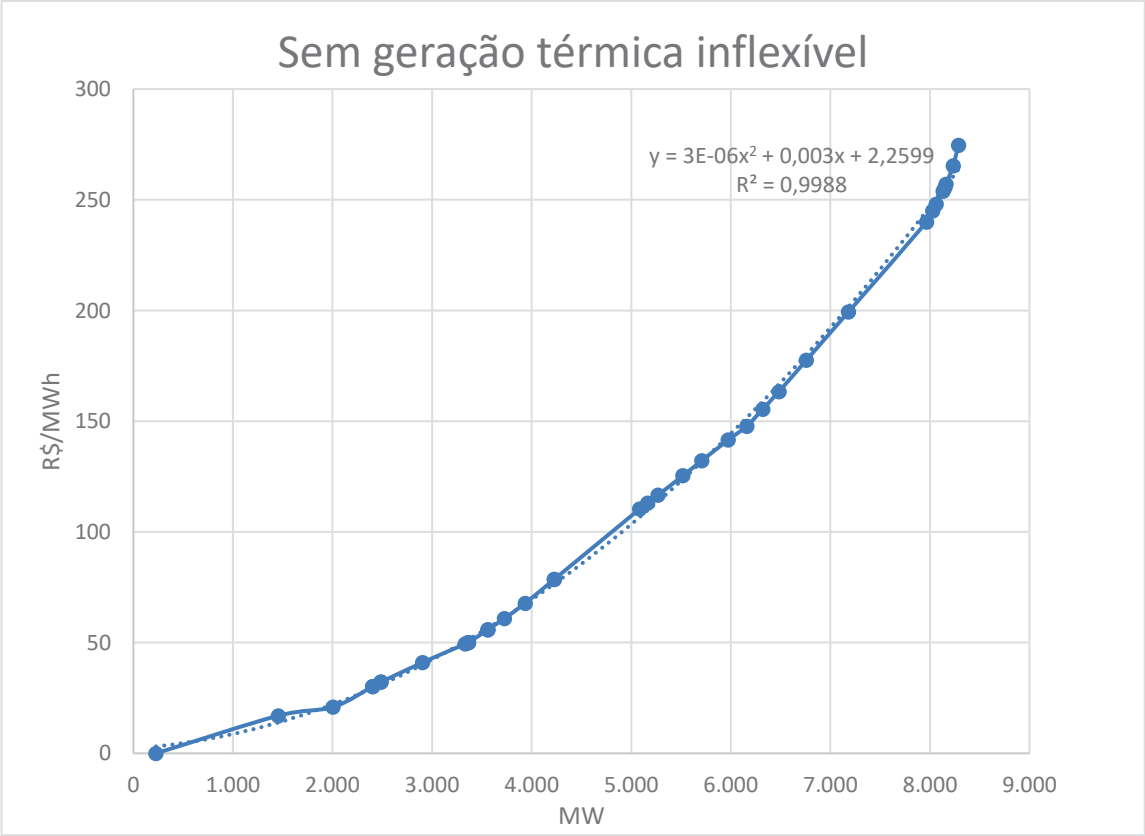
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

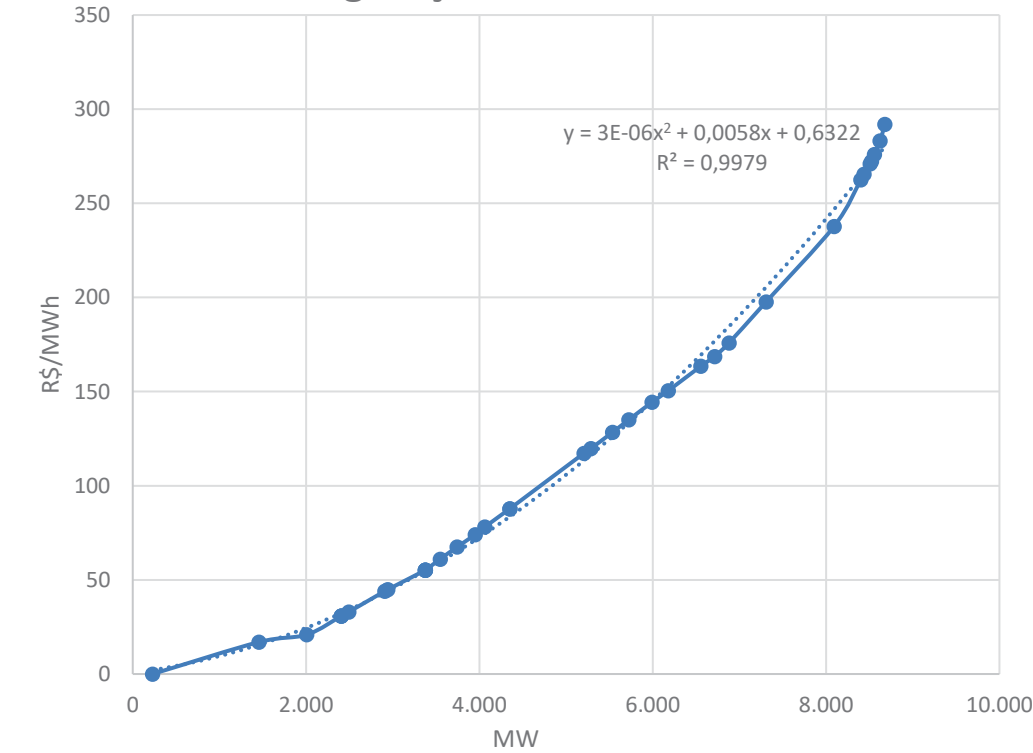


Maio – 2020

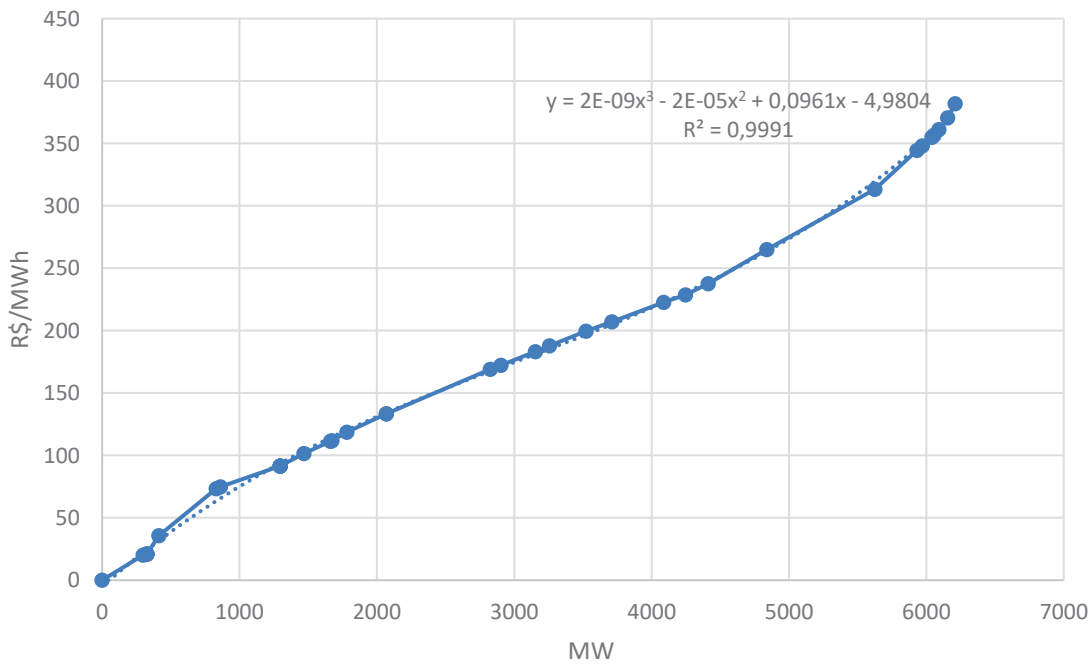


Junho – 2020

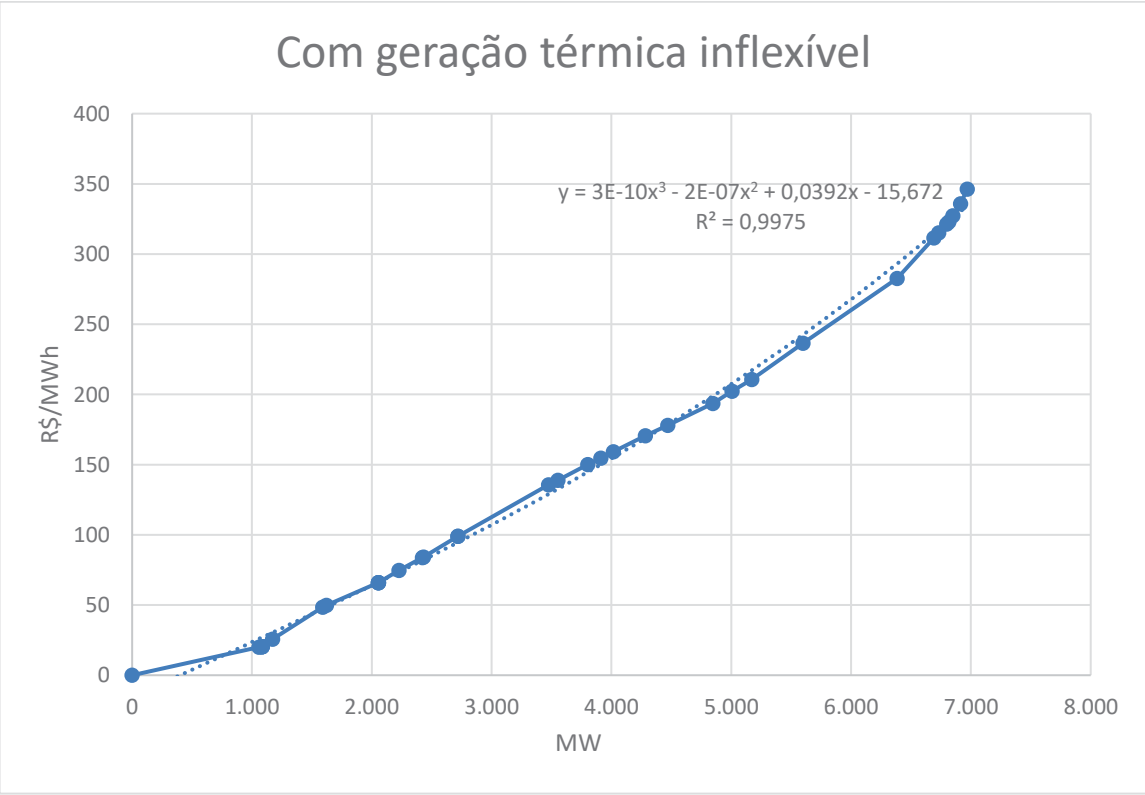
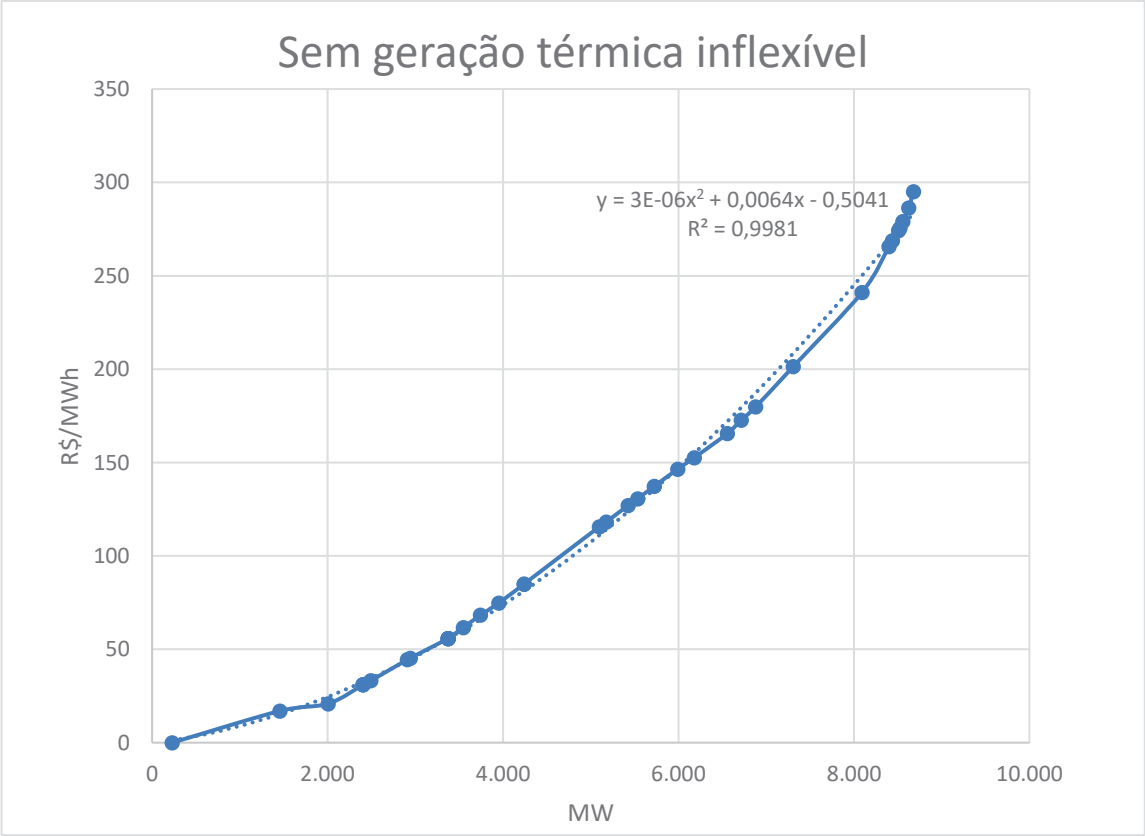
Sem geração térmica inflexível



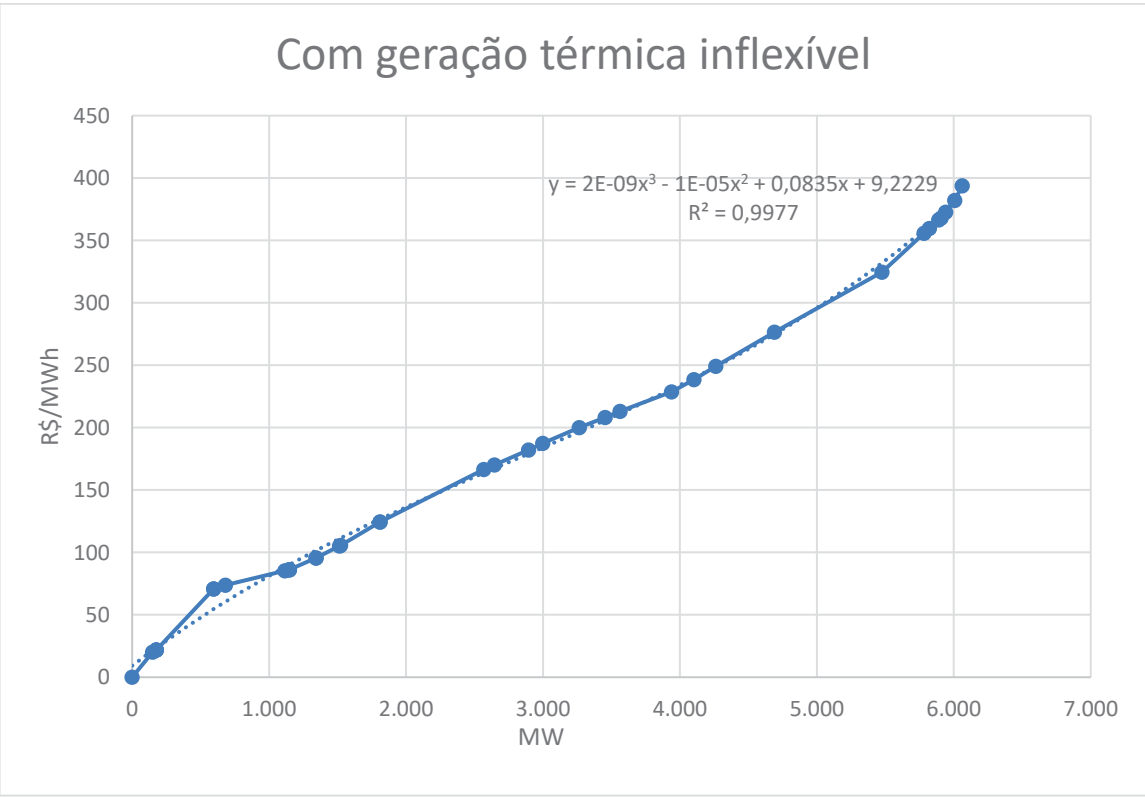
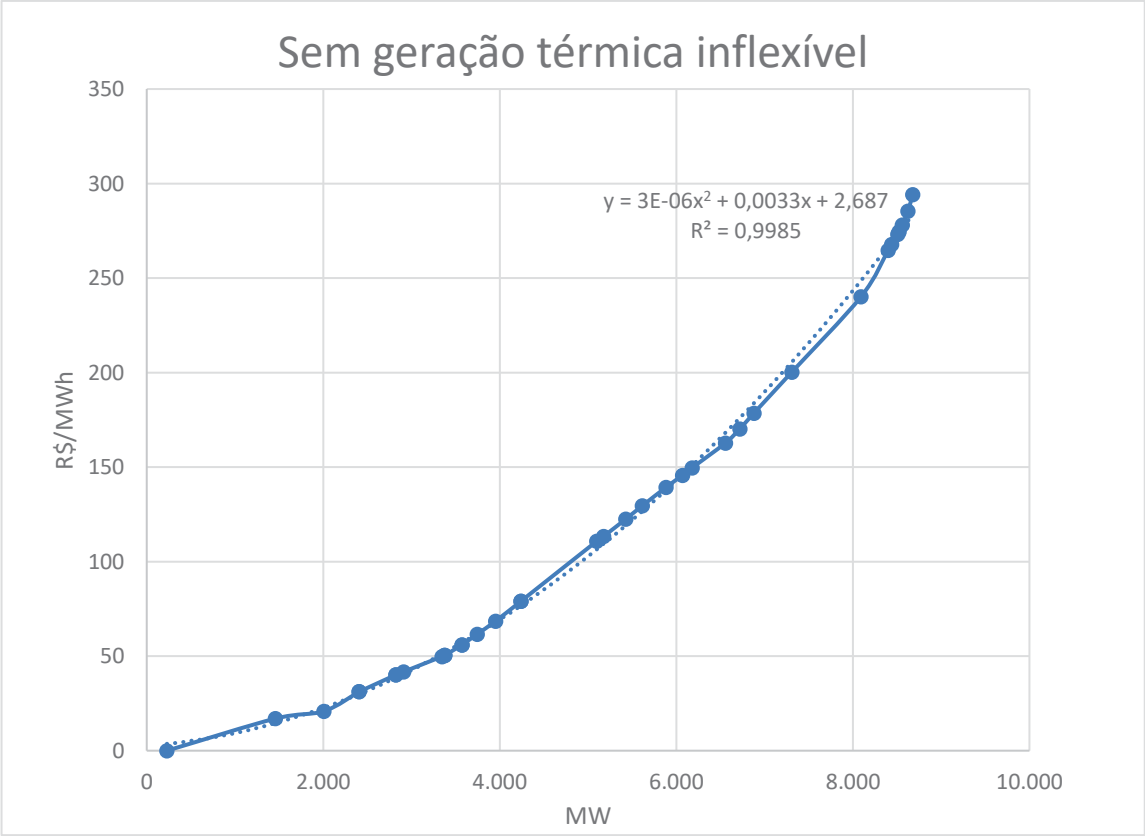
Com geração térmica inflexível



Julho – 2020

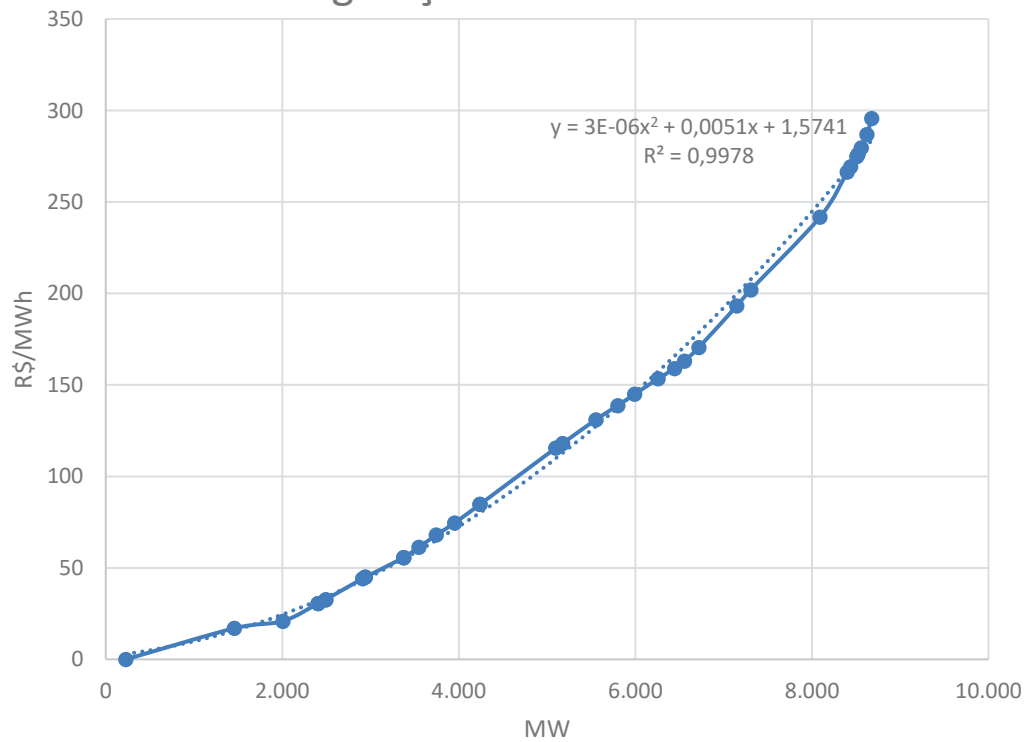


Agosto – 2020

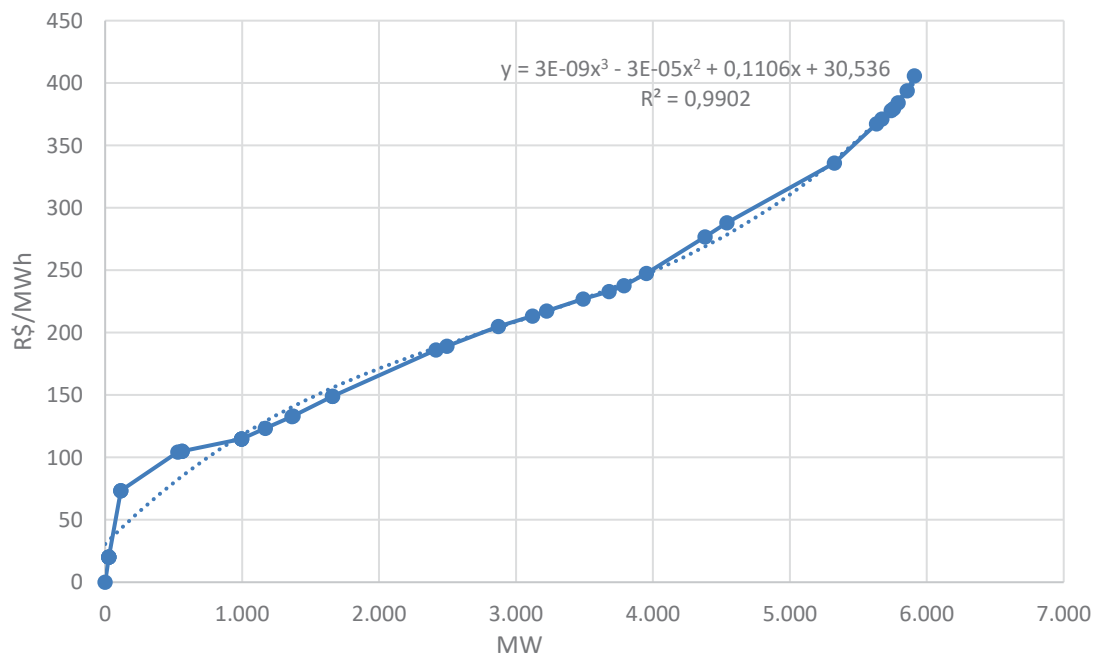


Setembro – 2020

Sem geração térmica inflexível

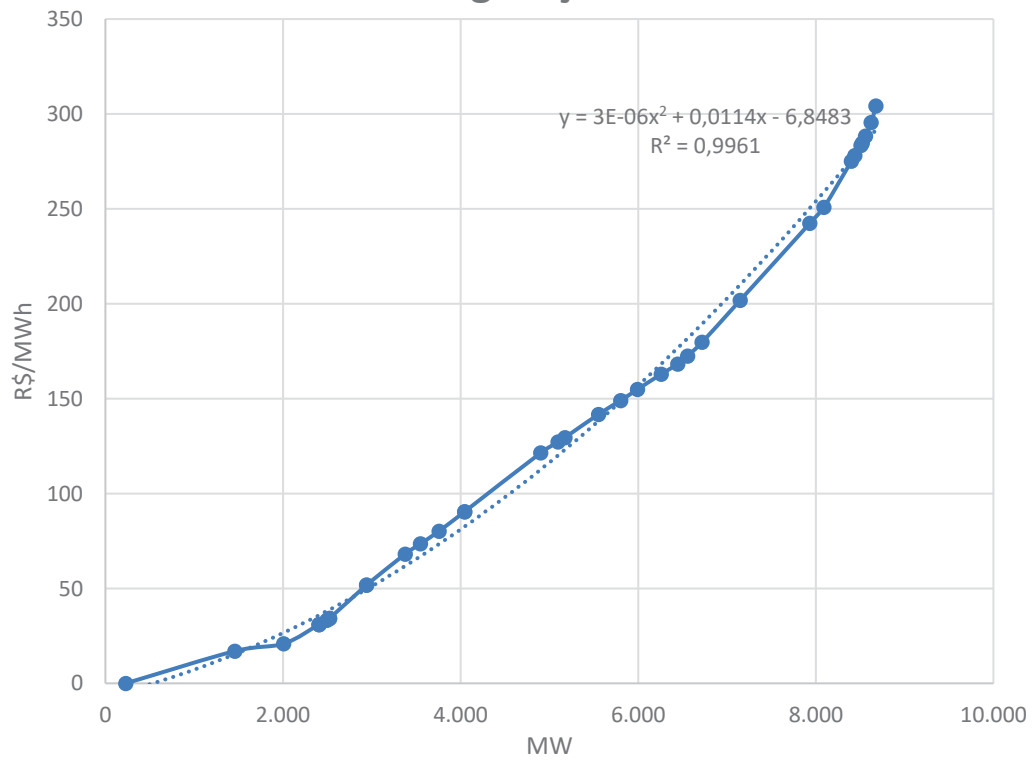


Com geração térmica inflexível

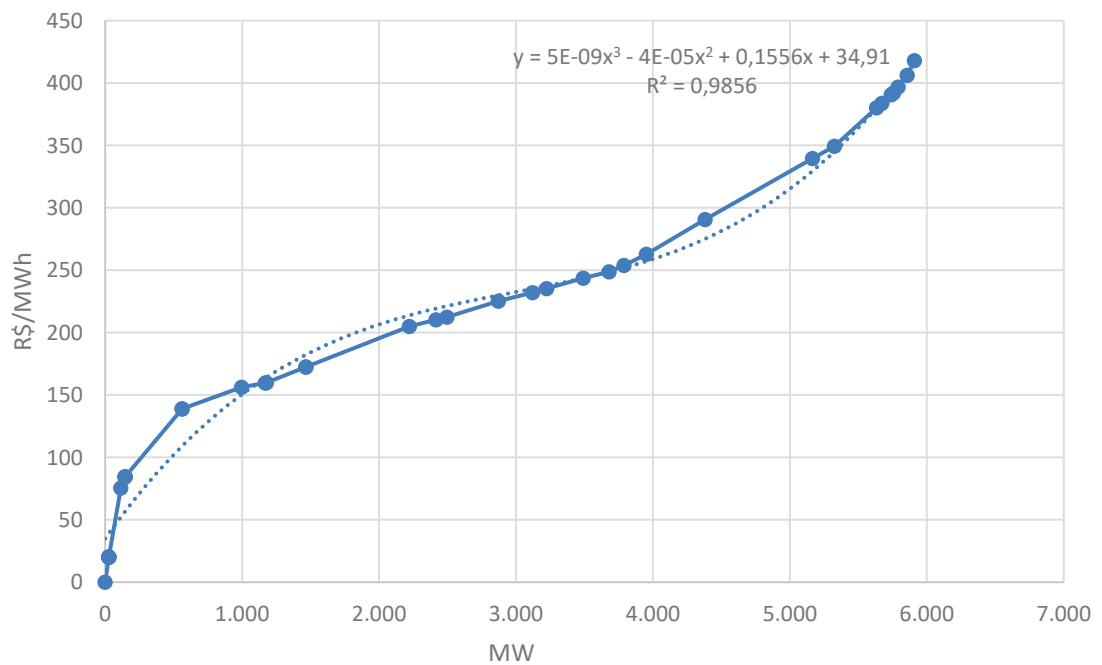


Outubro – 2020

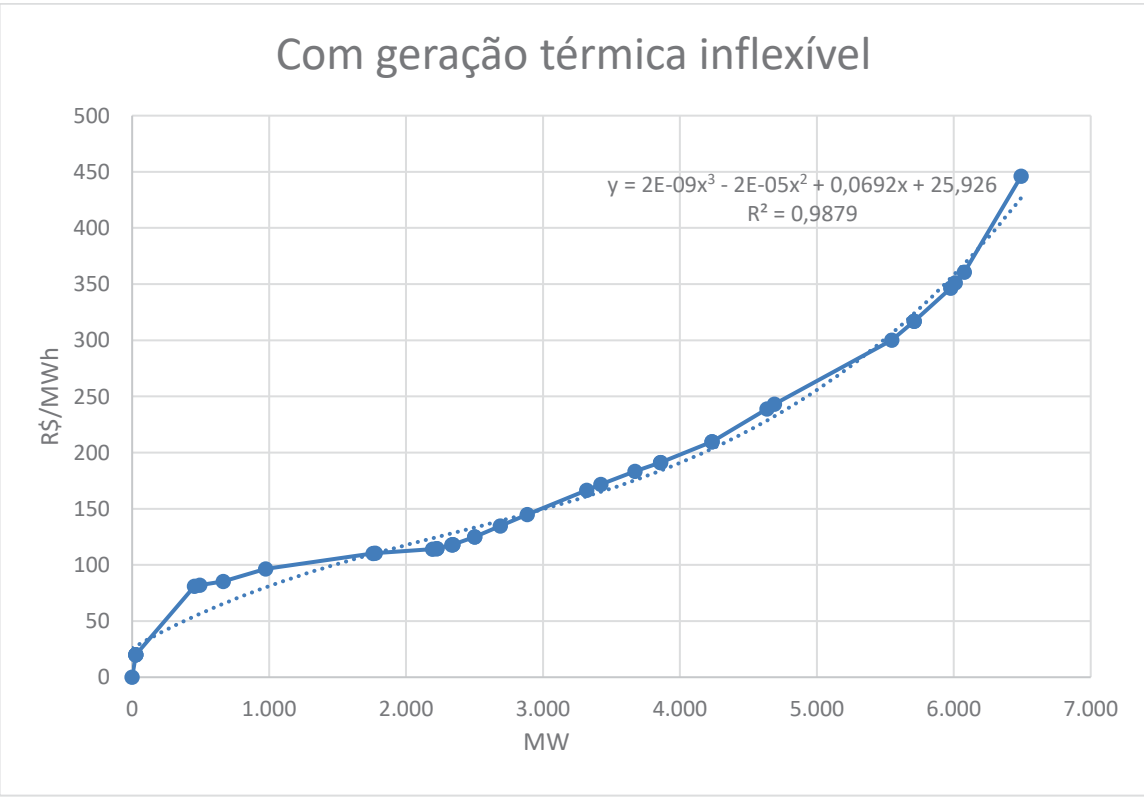
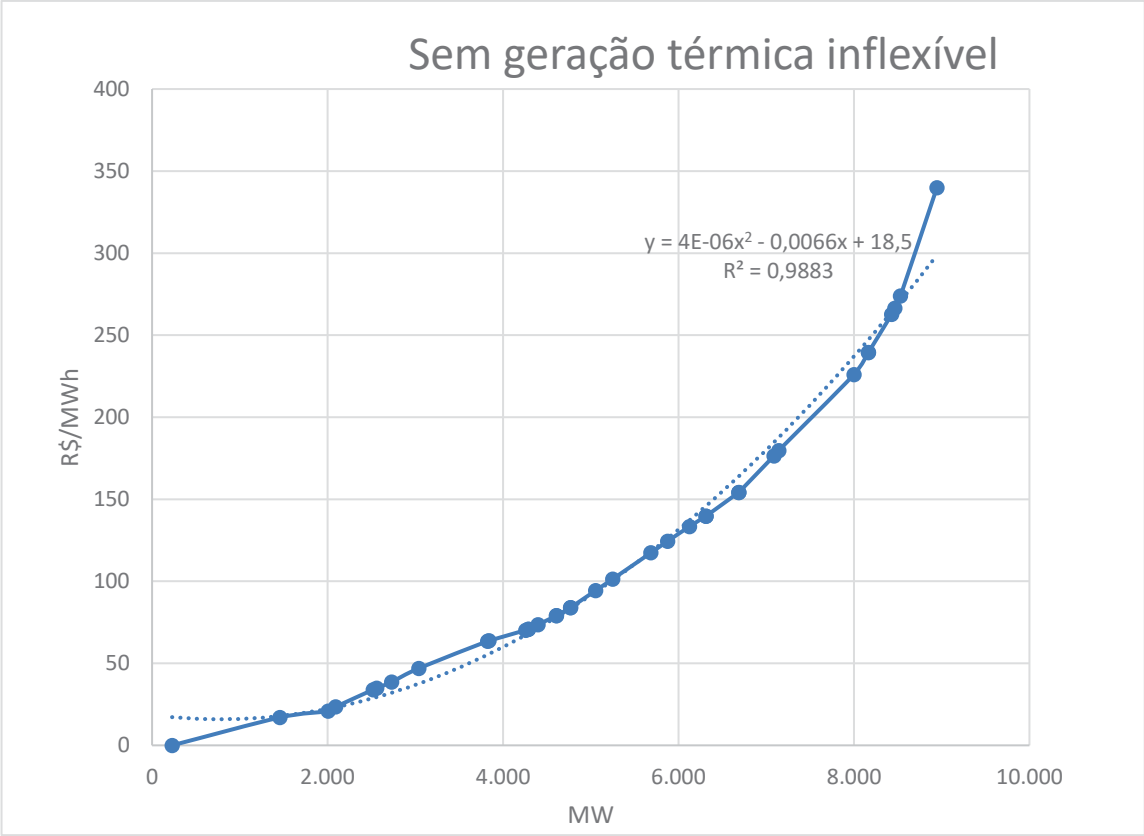
Sem geração térmica inflexível



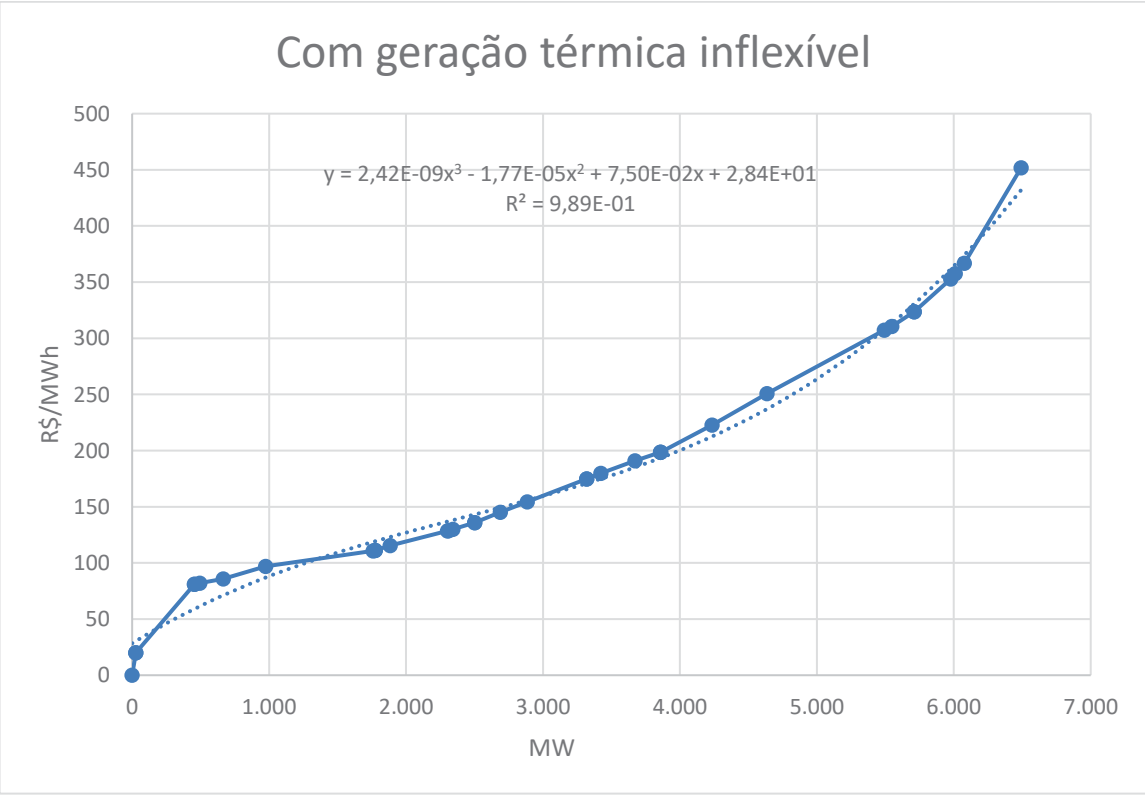
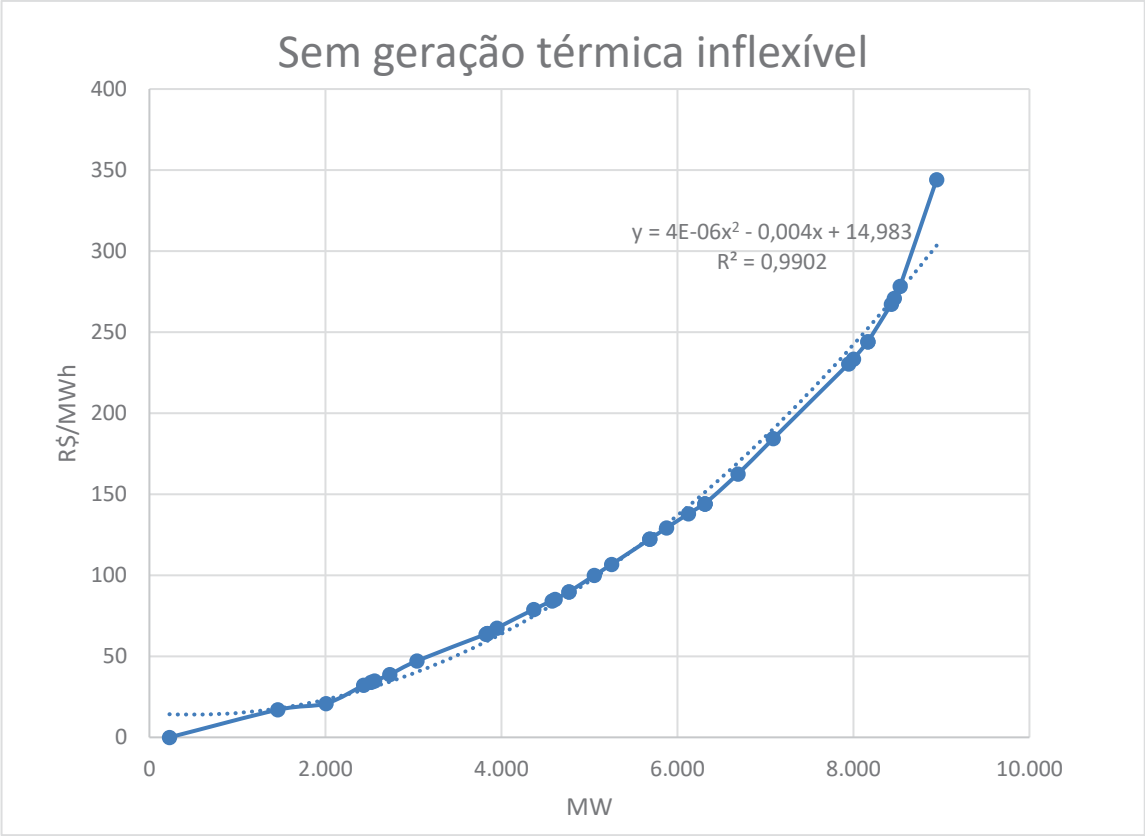
Com geração térmica inflexível



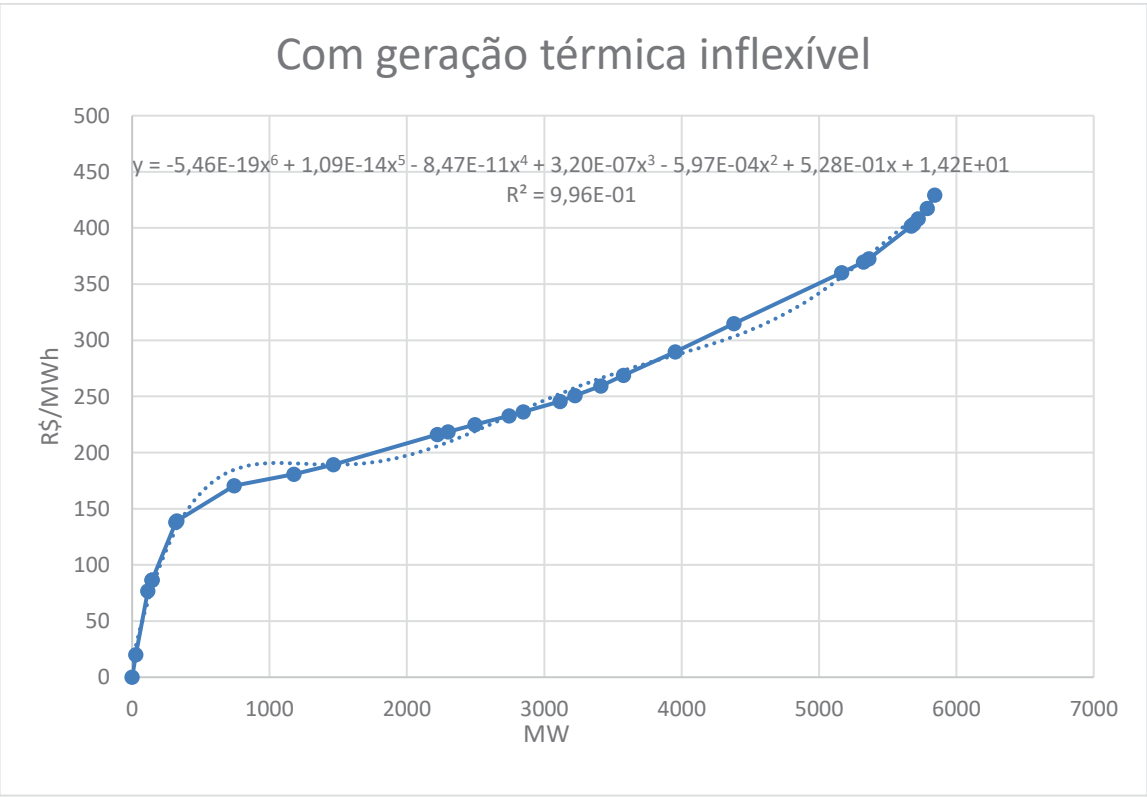
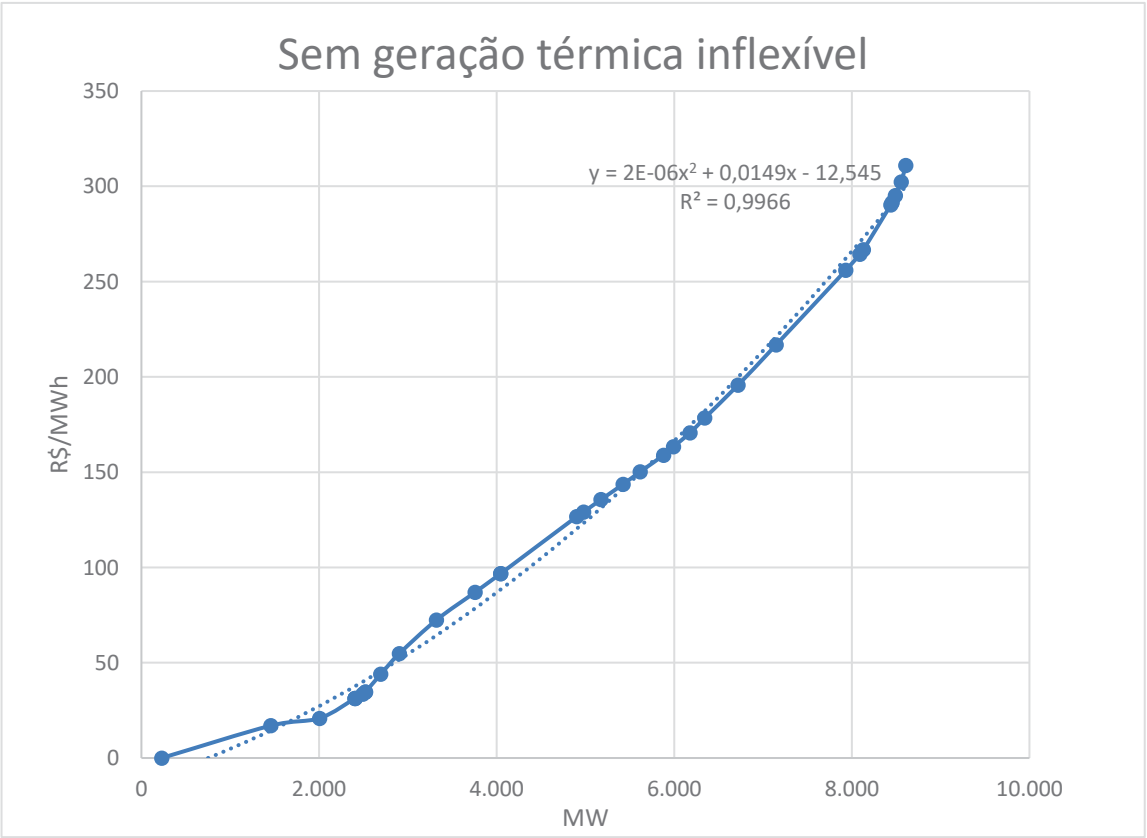
Novembro – 2020



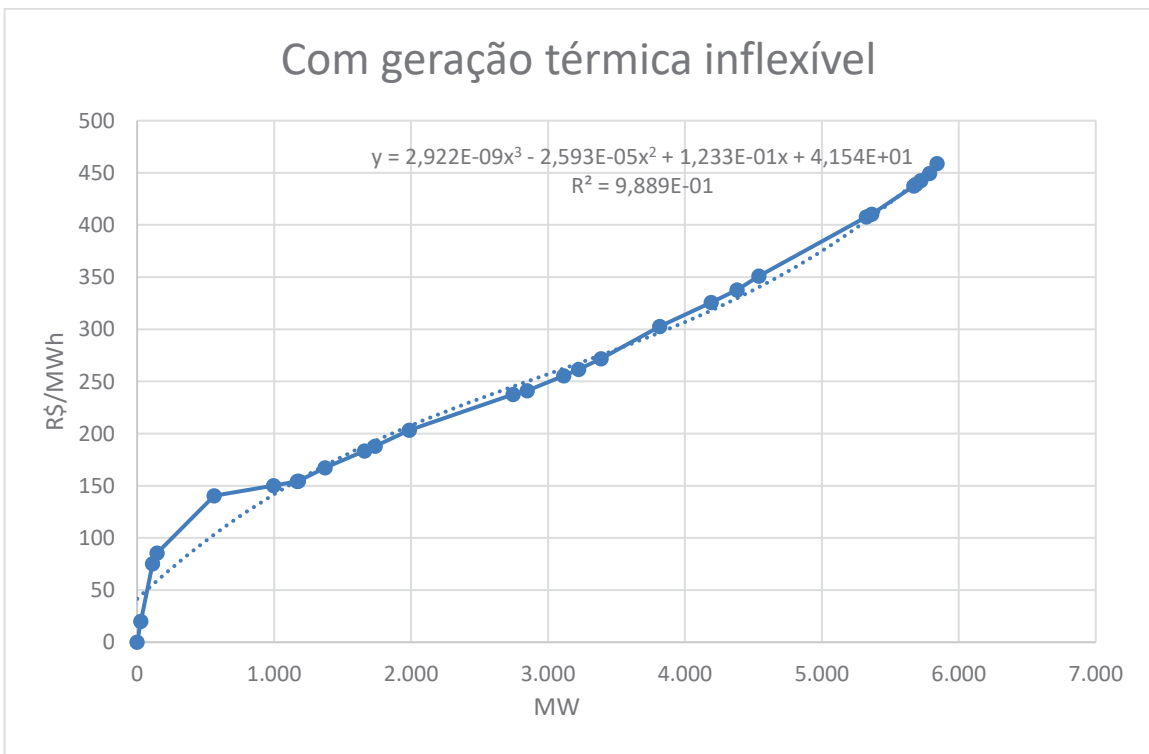
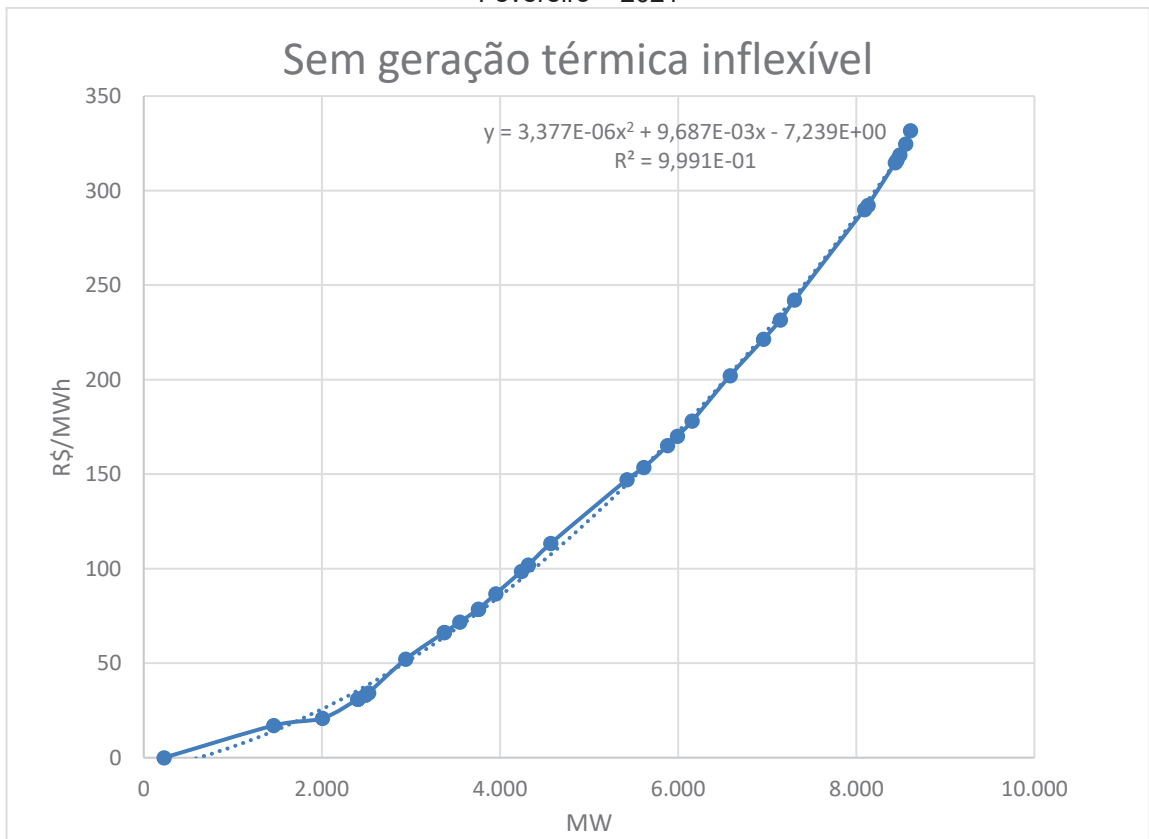
Dezembro – 2020



Janeiro – 2021

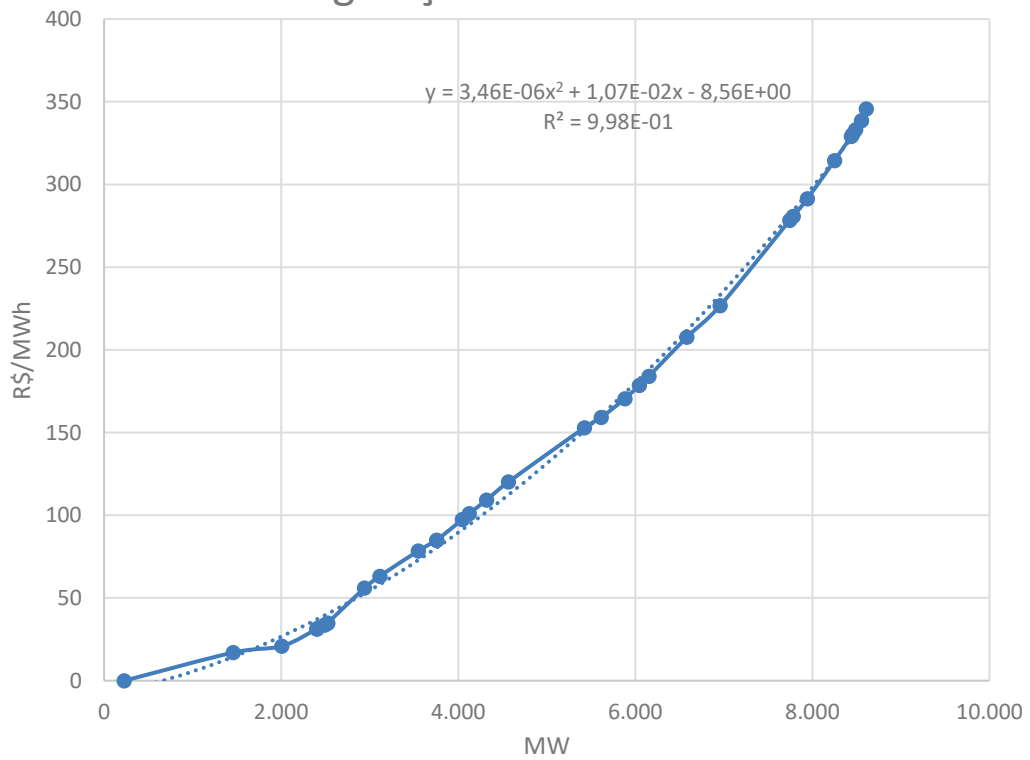


Fevereiro – 2021

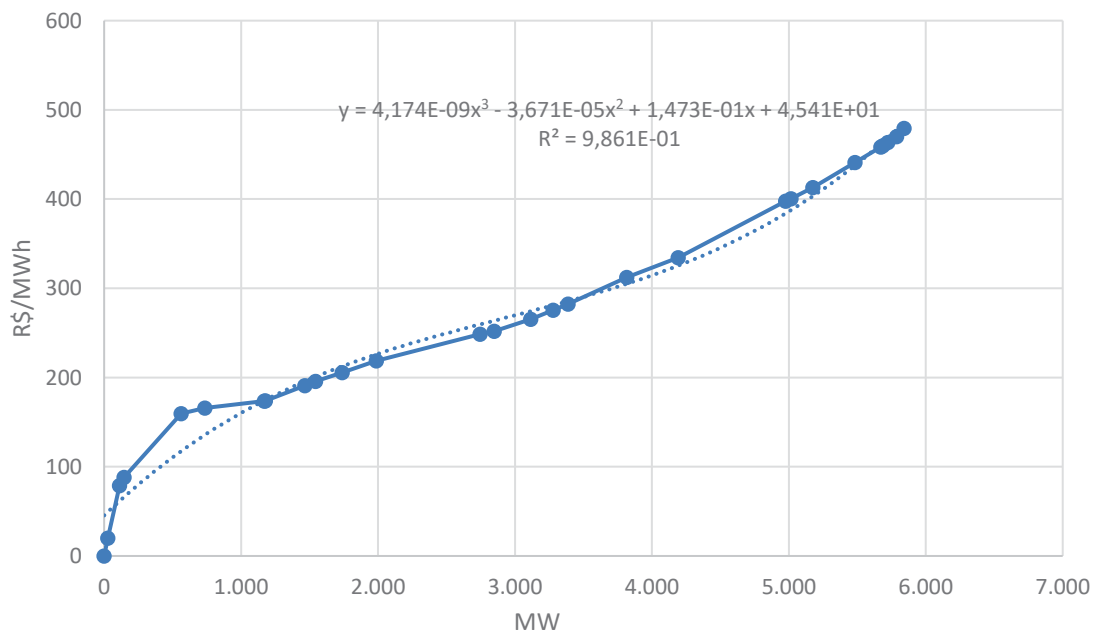


Março – 2021

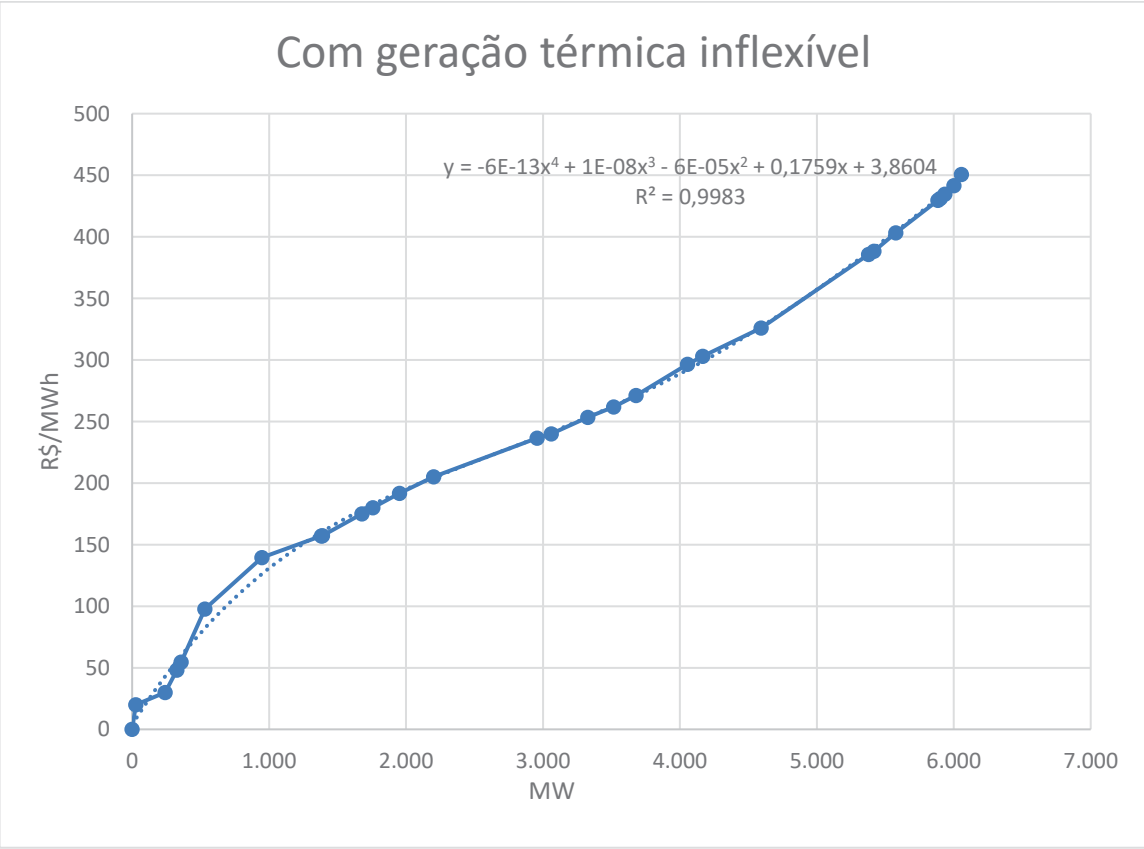
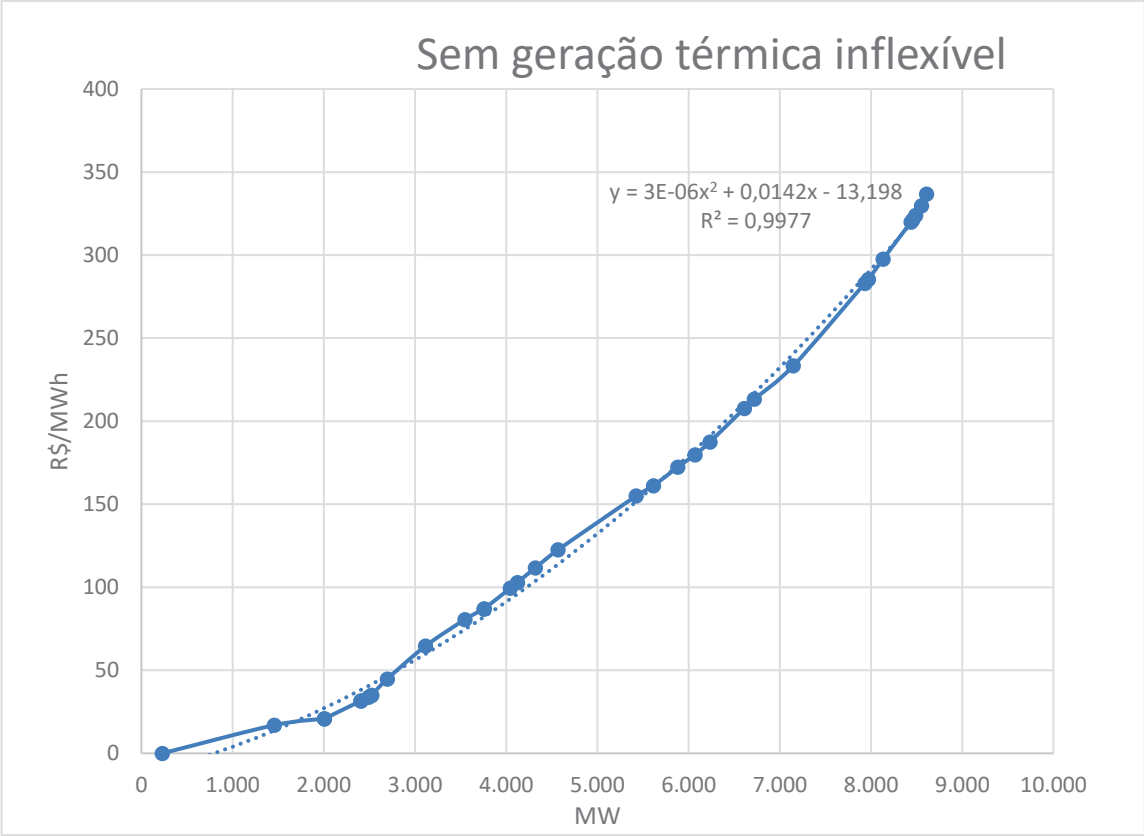
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

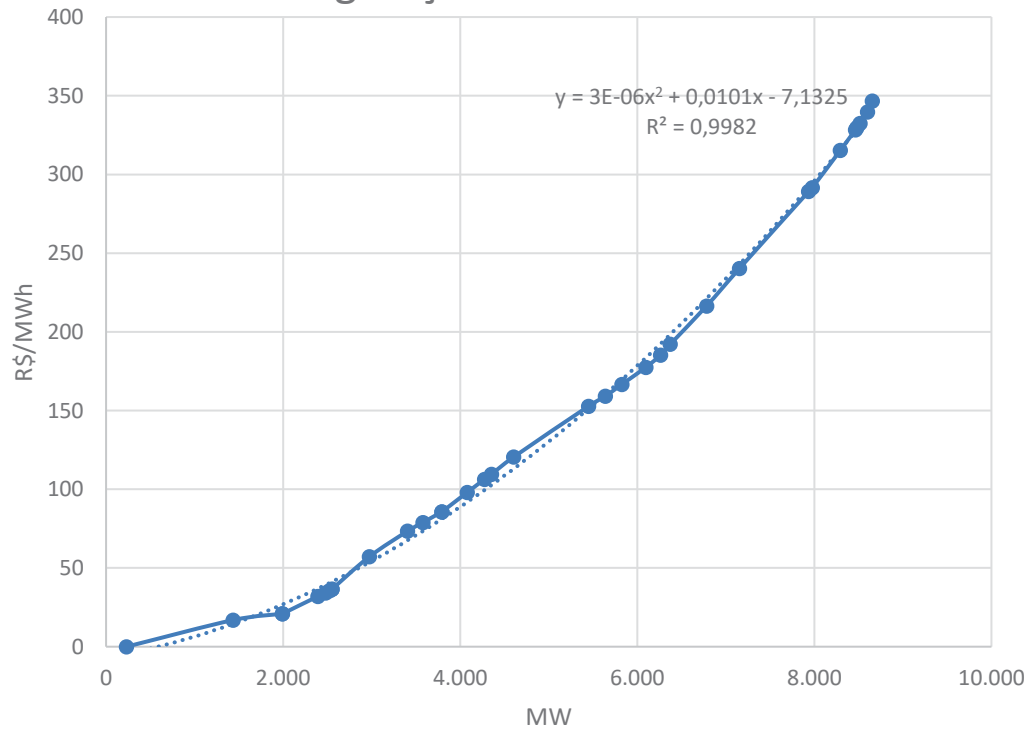


Abril – 2021

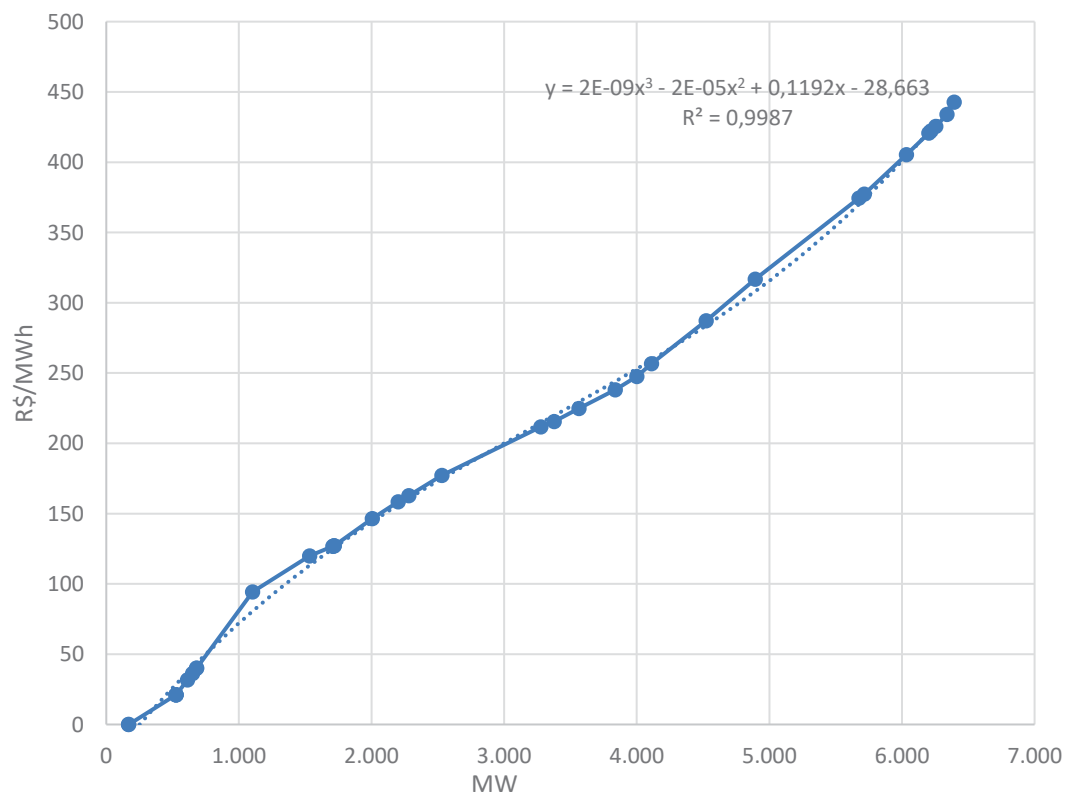


Maio – 2021

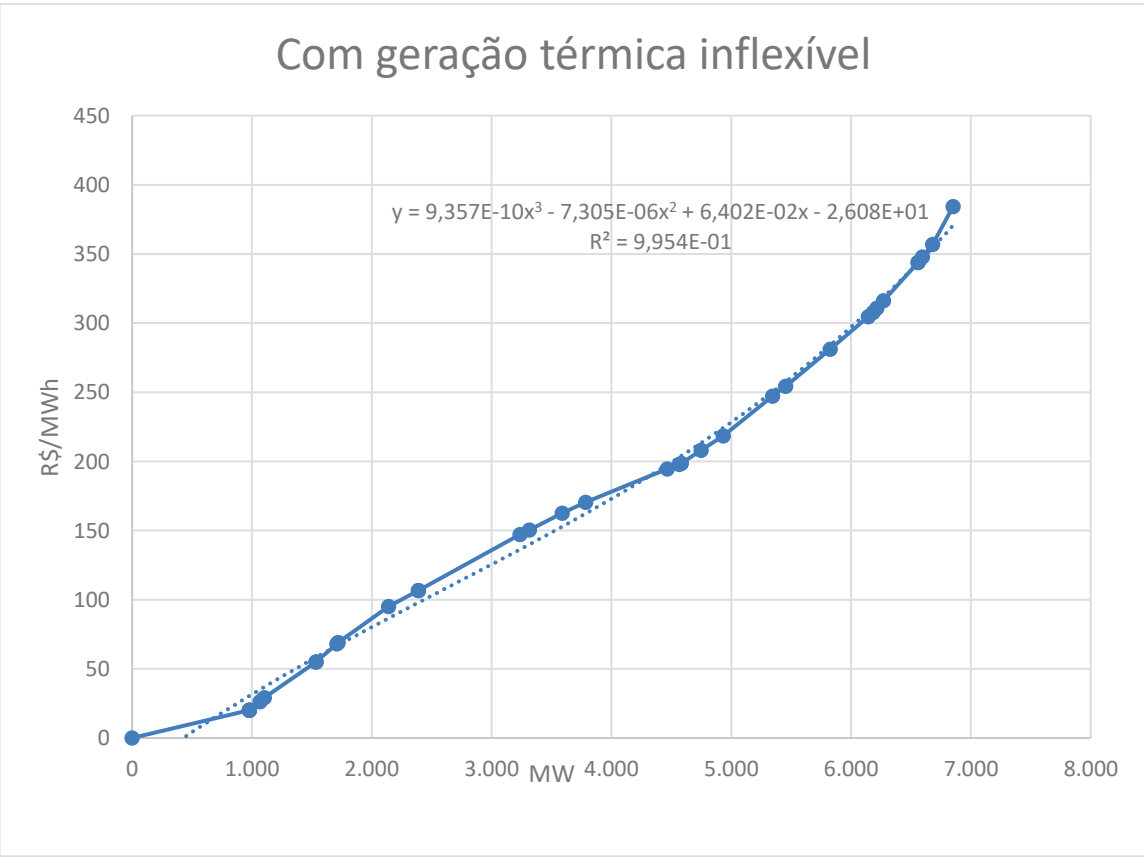
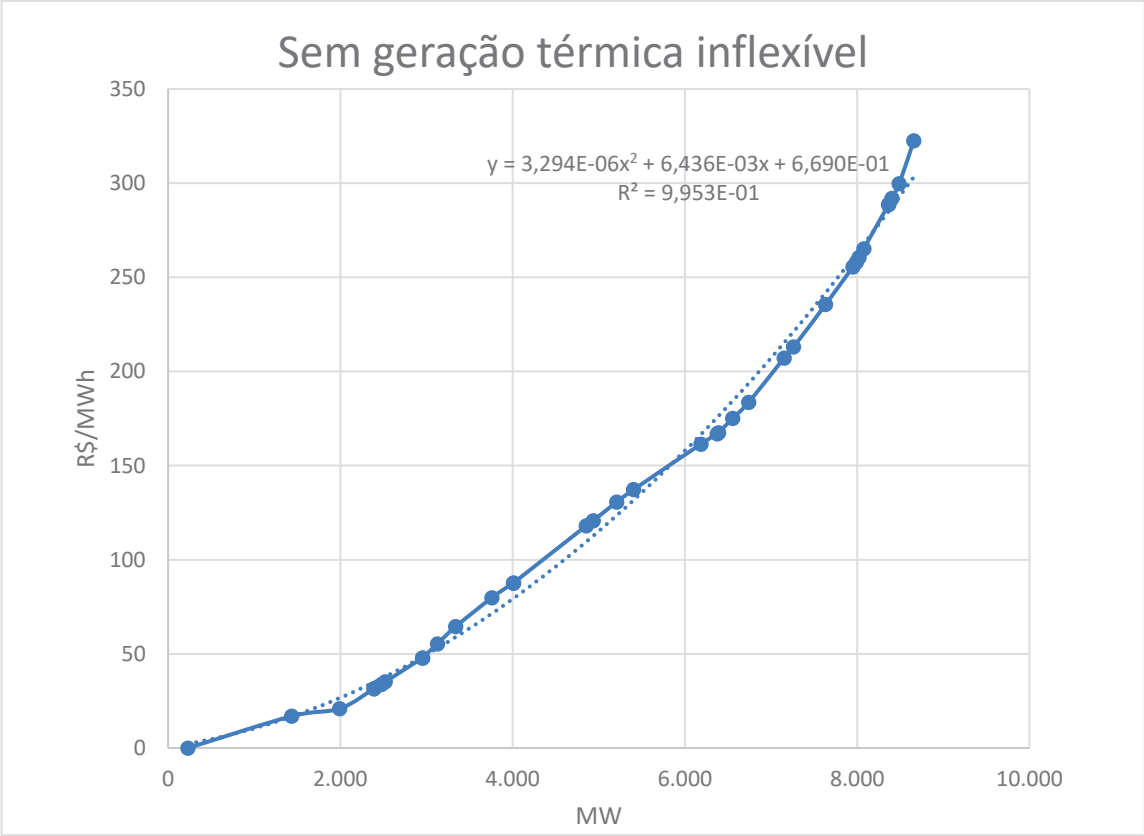
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

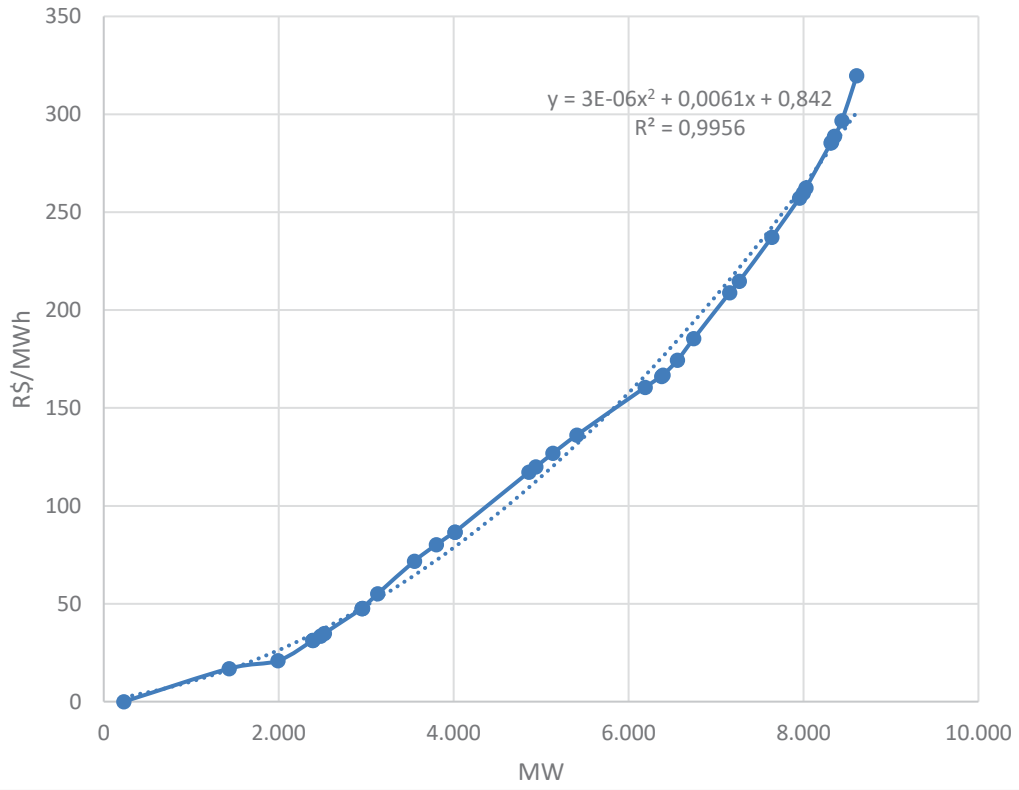


Junho – 2021

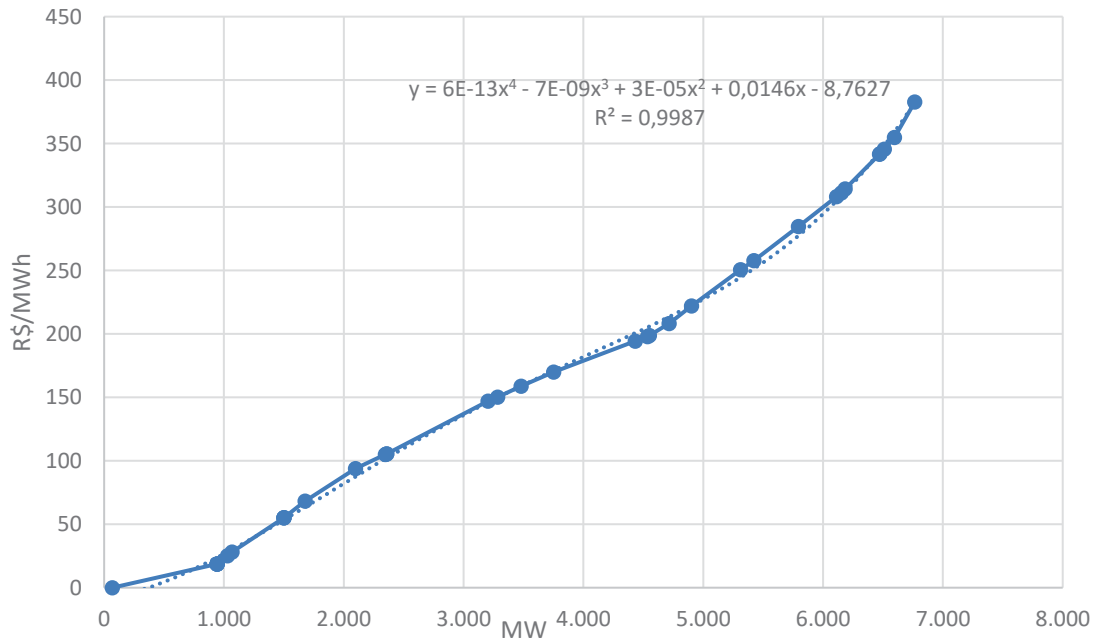


Julho – 2021

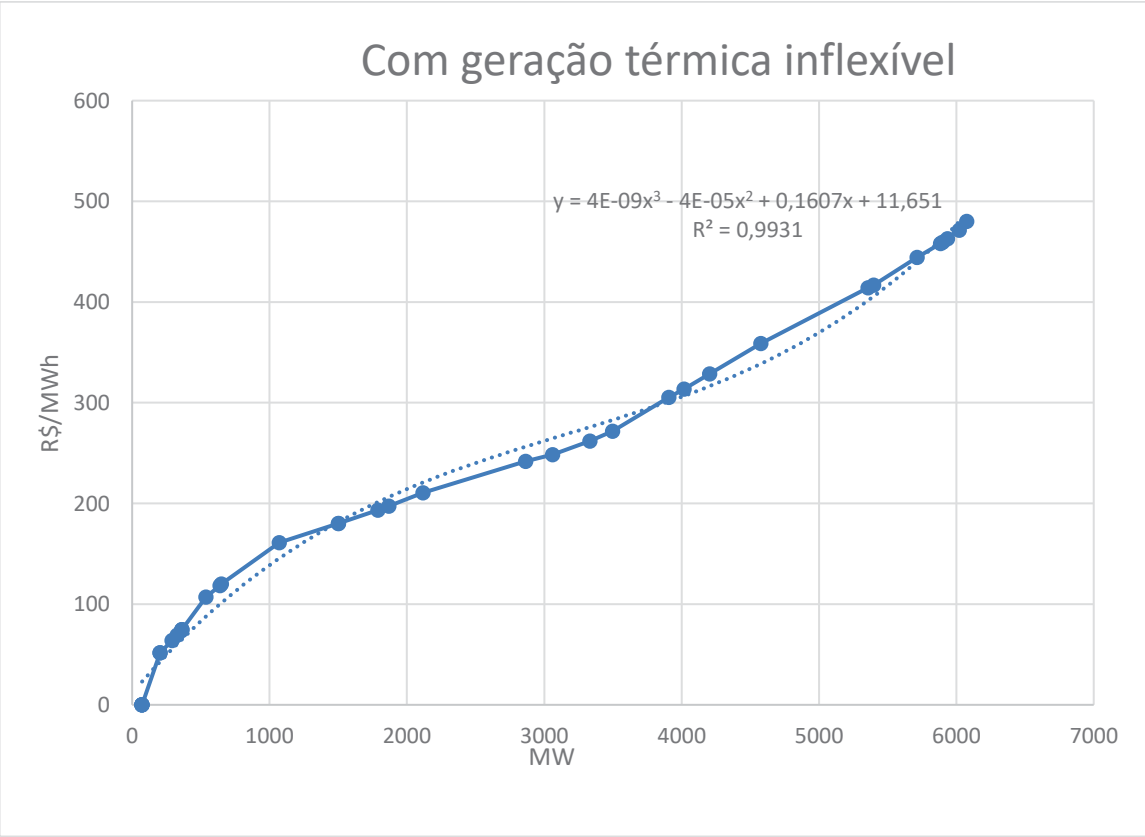
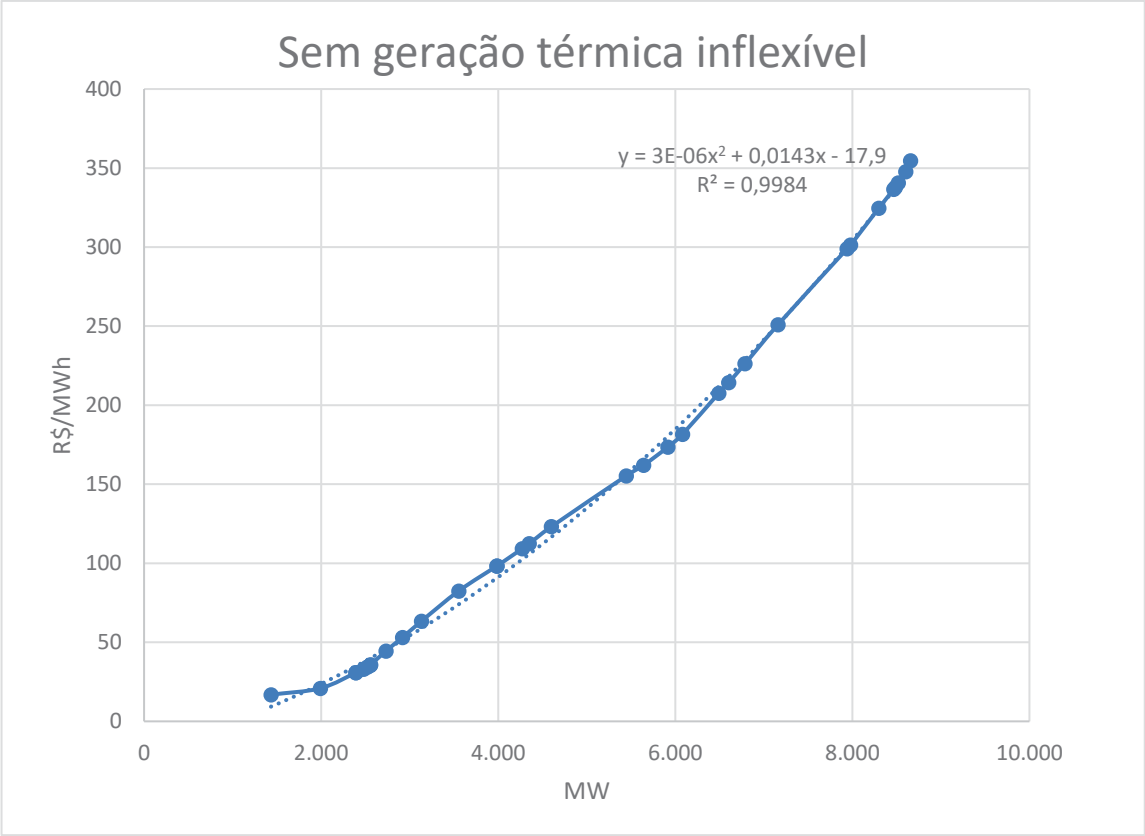
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

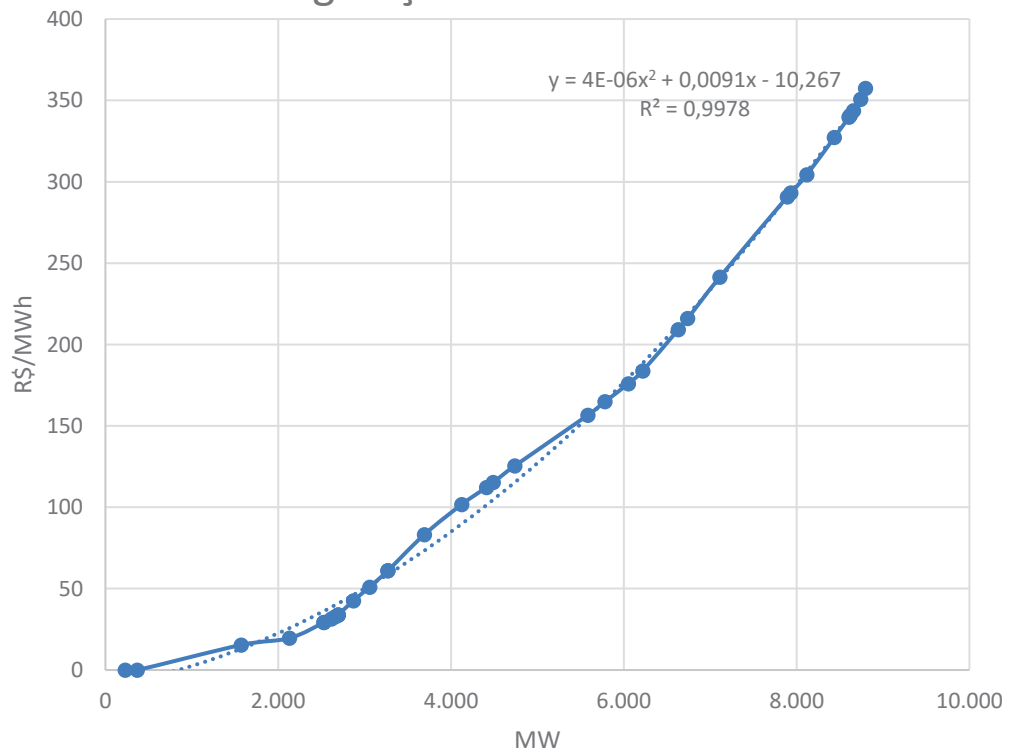


Agosto – 2021

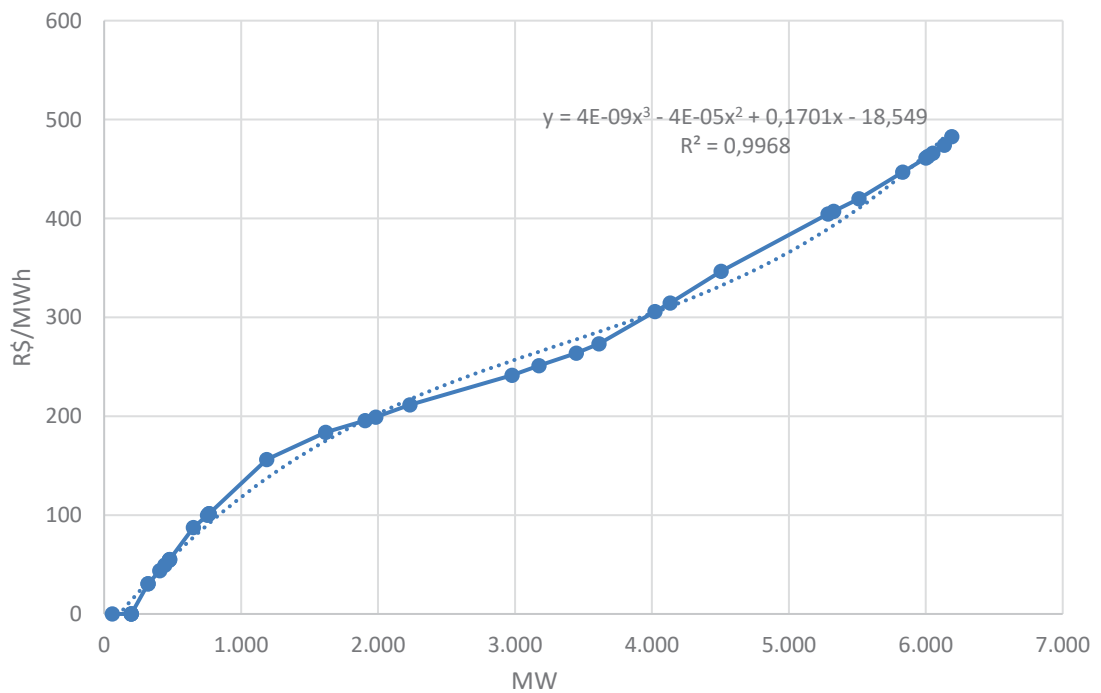


Setembro – 2021

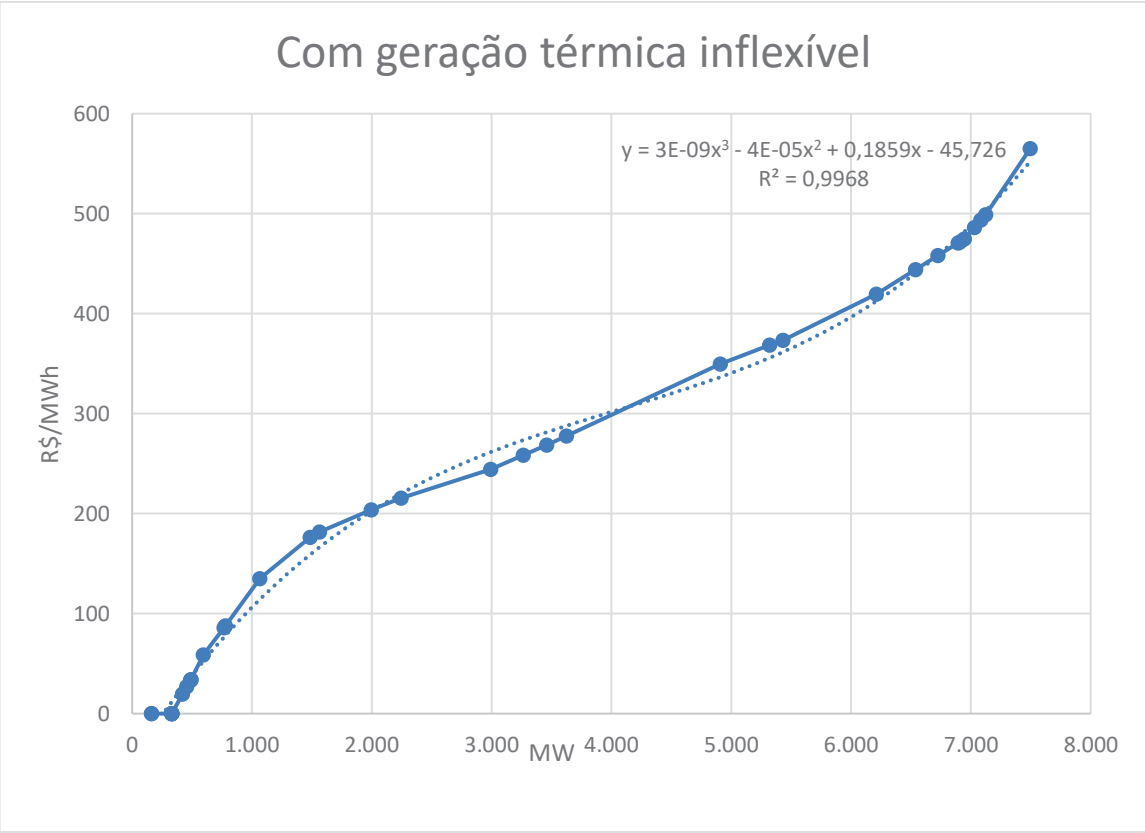
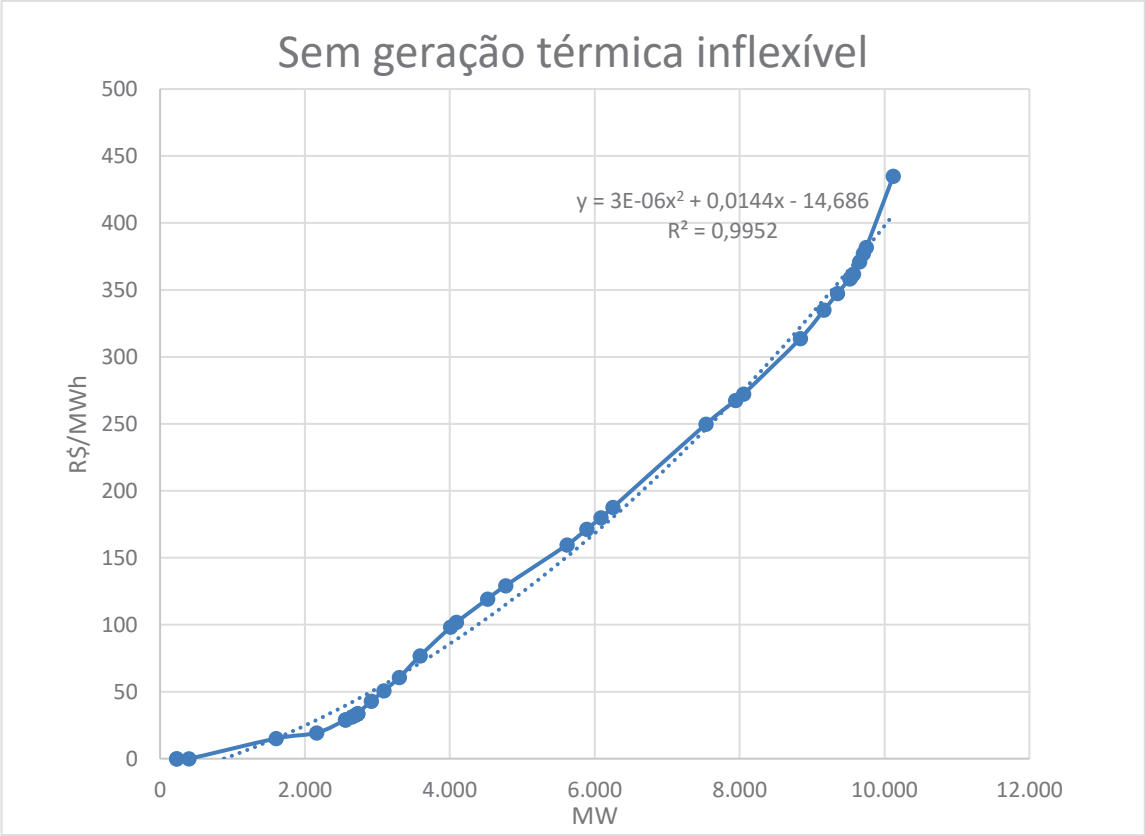
Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

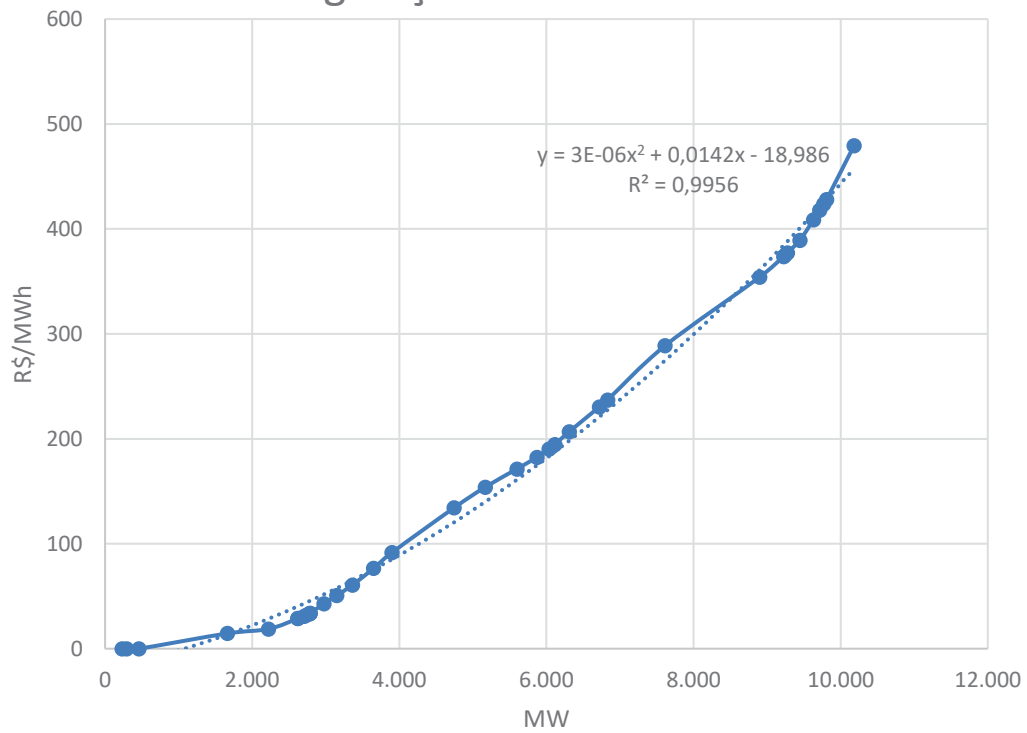


Outubro – 2021

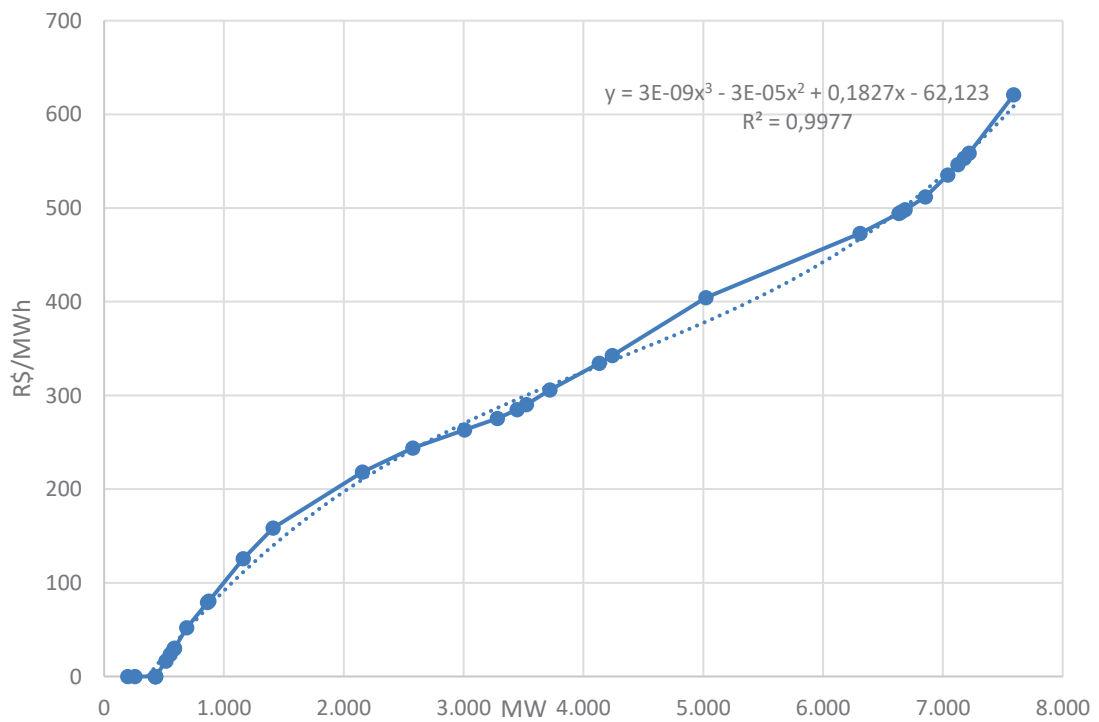


Novembro – 2021

Sem geração térmica inflexível

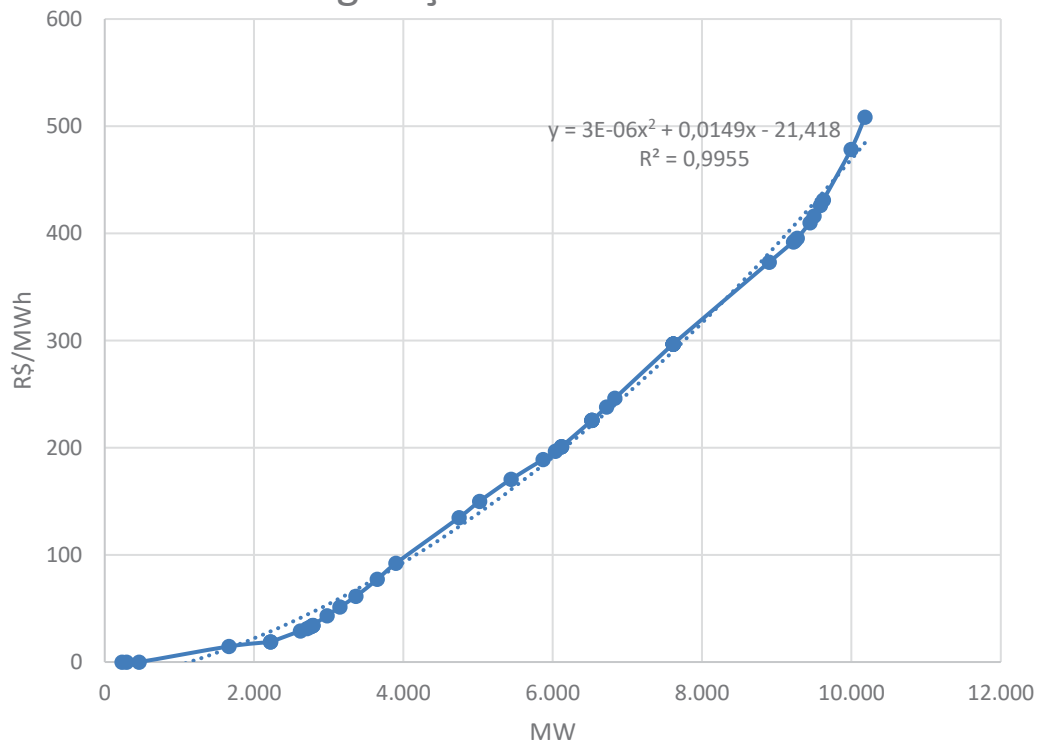


Com geração térmica inflexível

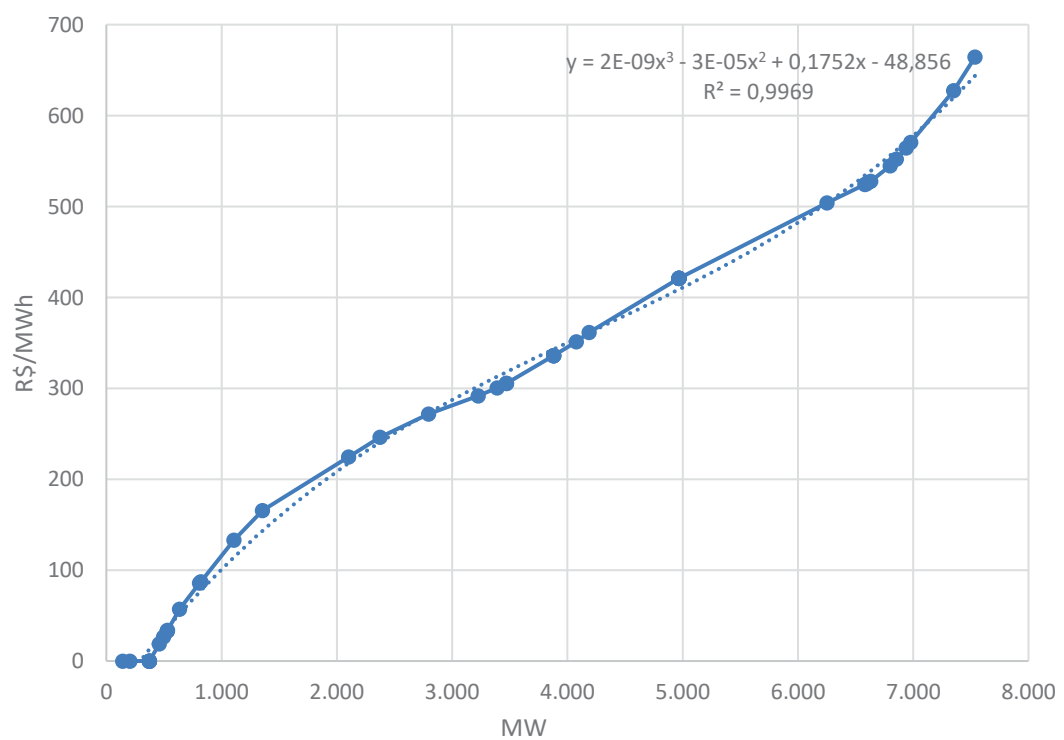


Dezembro – 2021

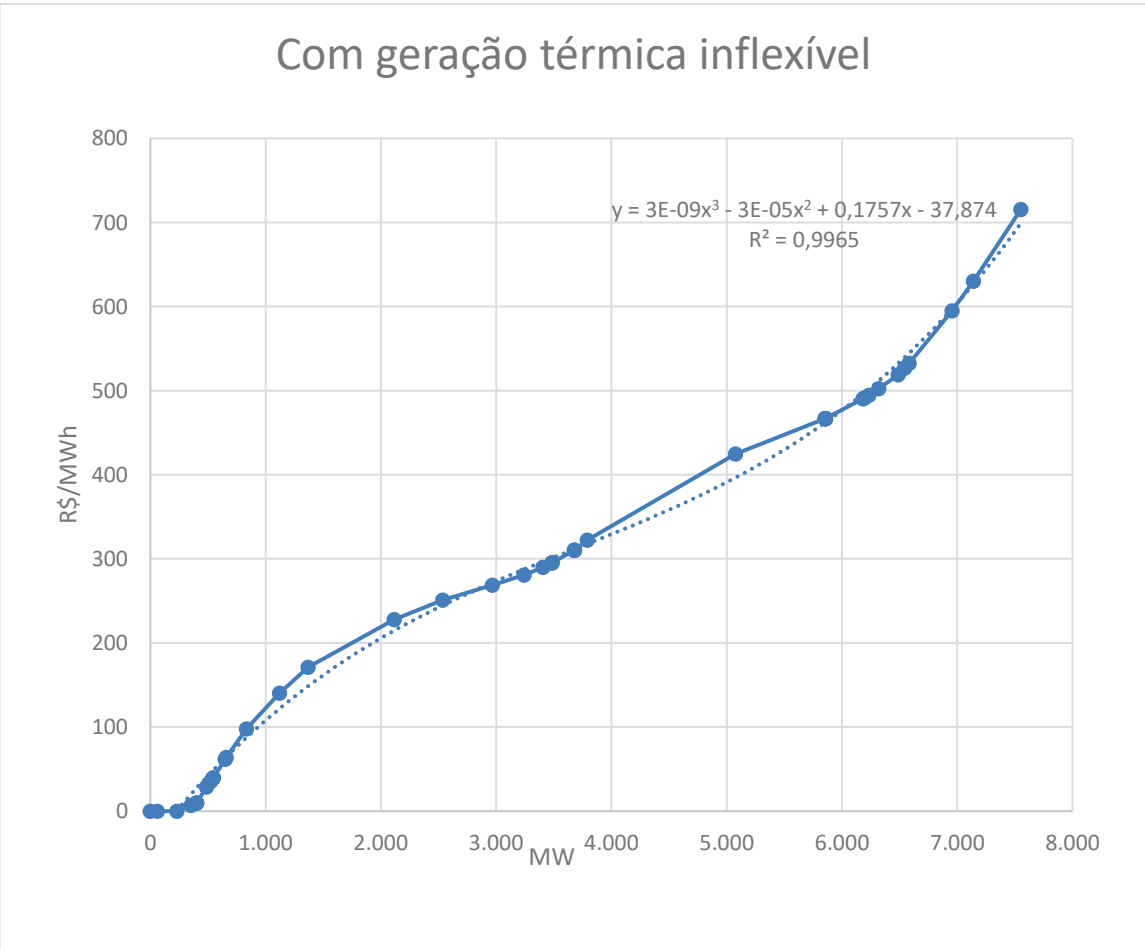
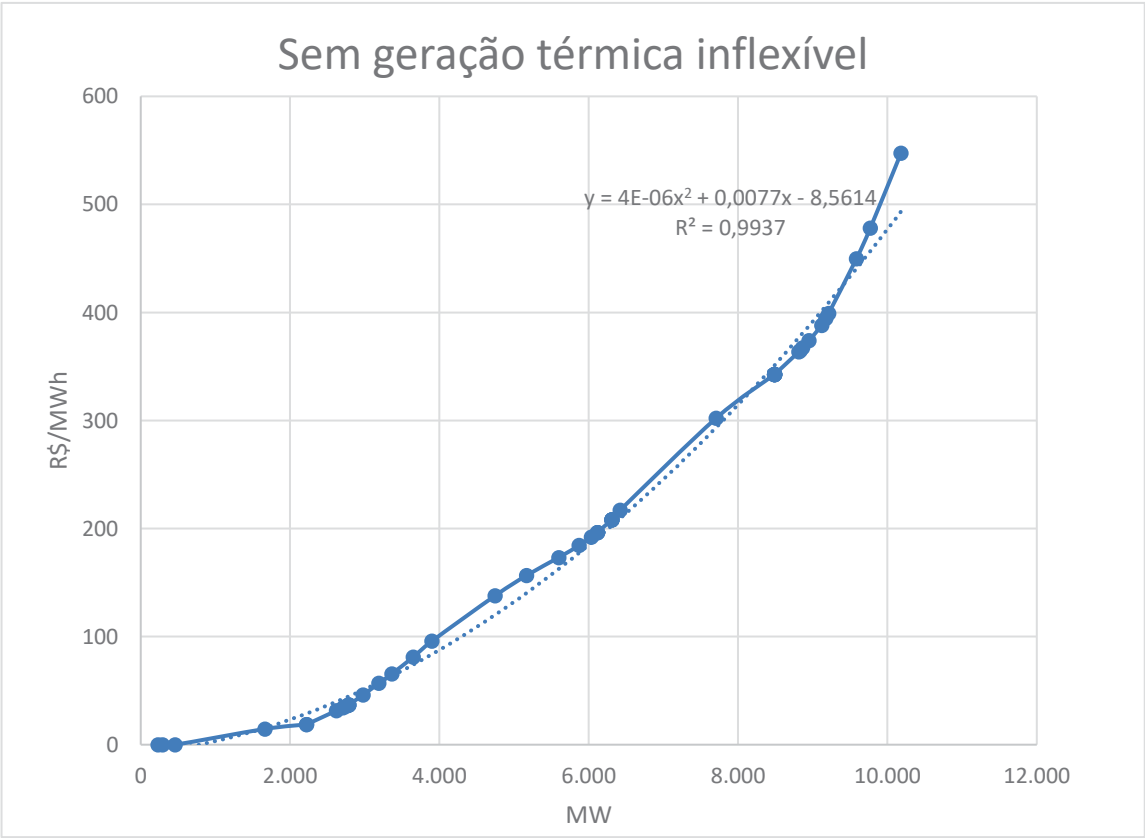
Sem geração térmica inflexível



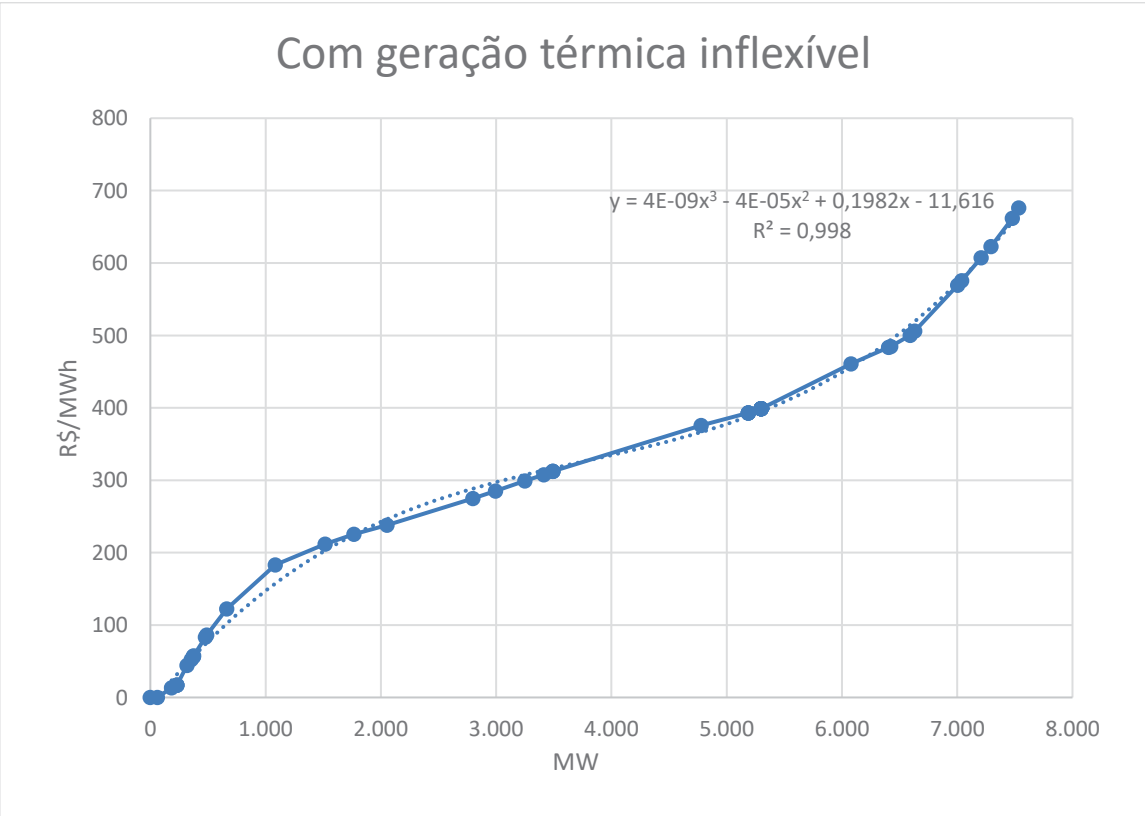
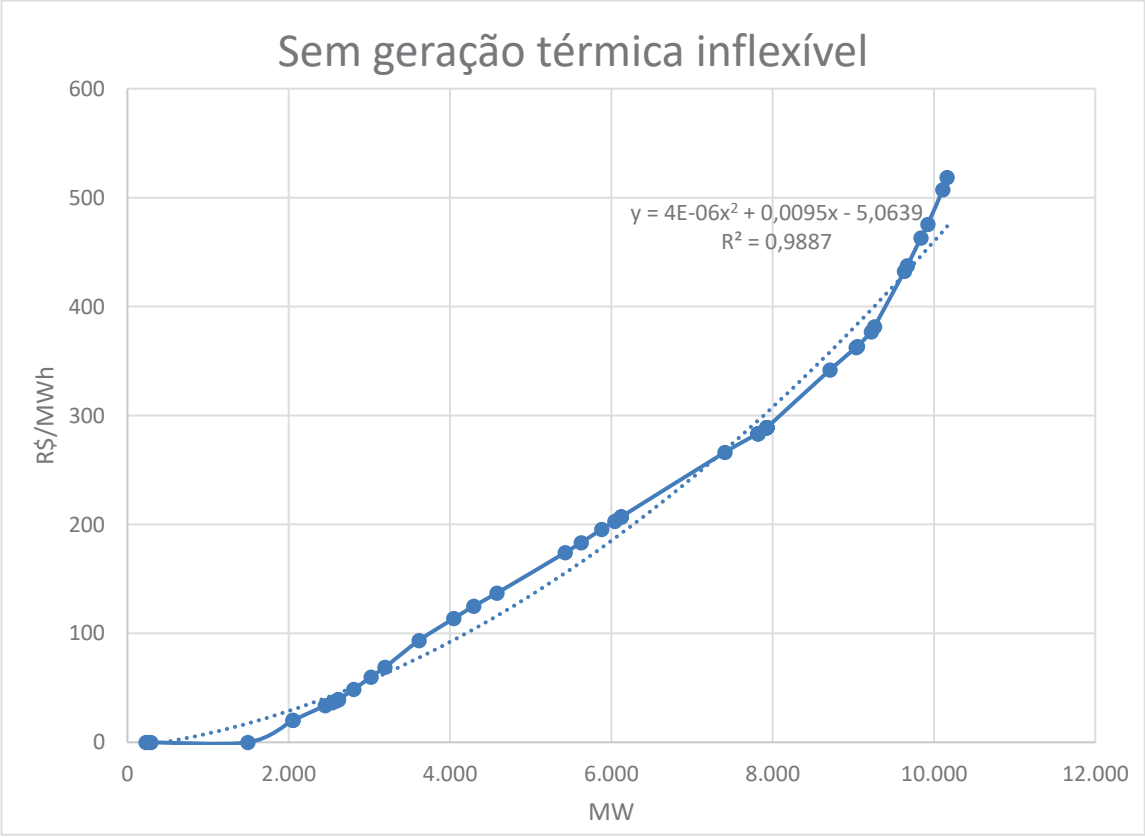
Com geração térmica inflexível



Janeiro – 2022

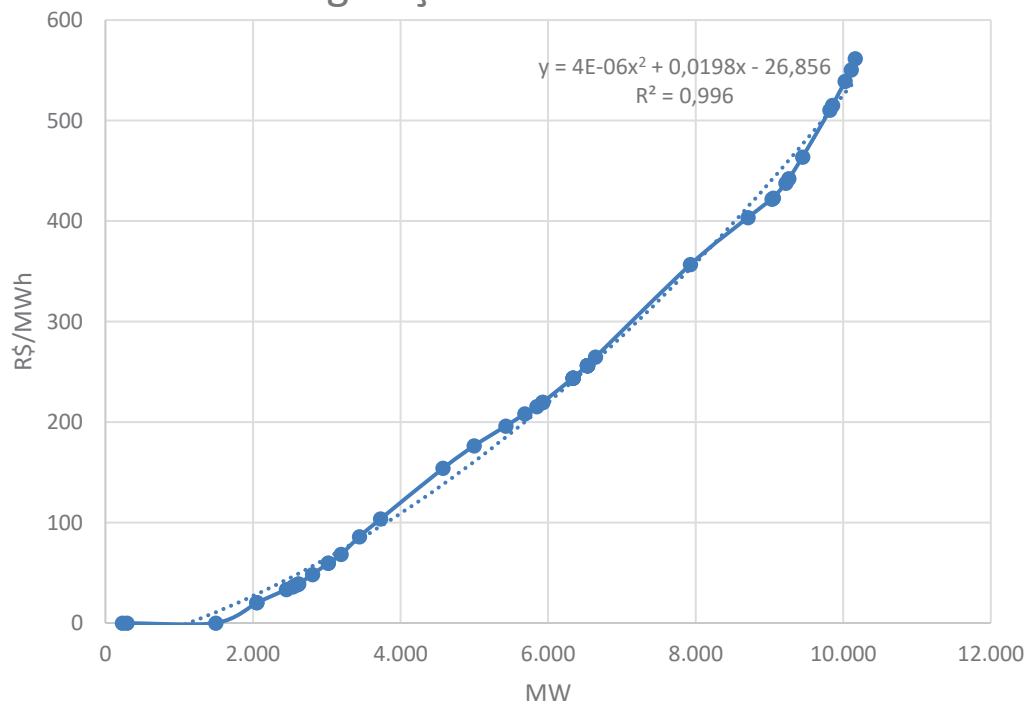


Fevereiro – 2022

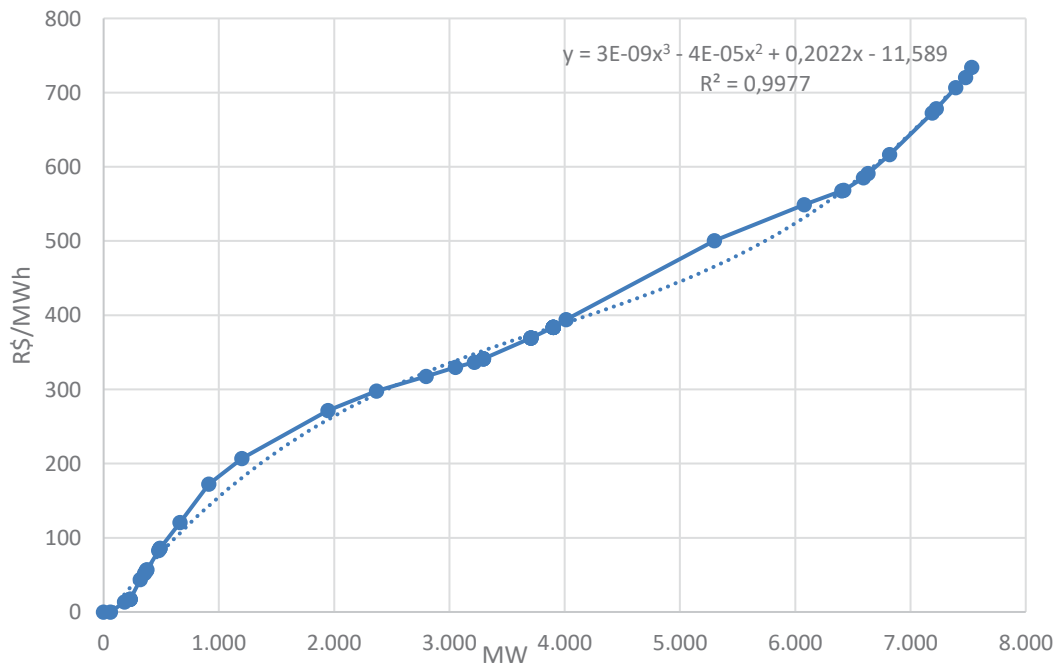


Março – 2022

Sem geração térmica inflexível

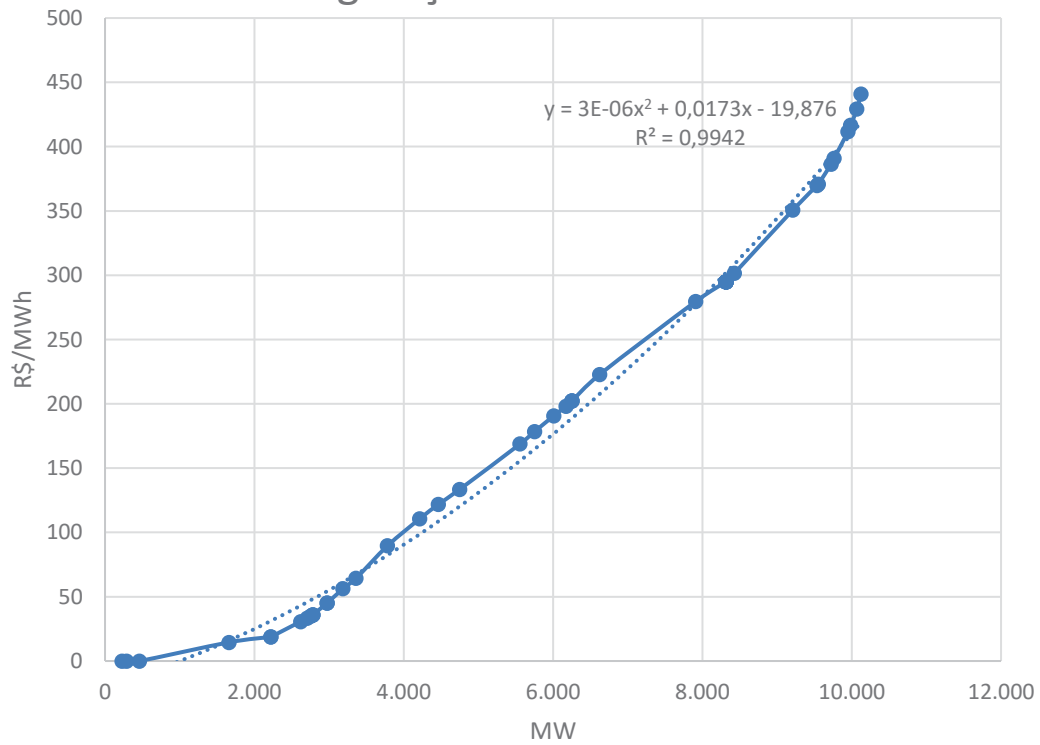


Com geração térmica inflexível



Abril – 2022

Sem geração térmica inflexível



Com geração térmica inflexível

