

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

MARINA JÚNIA VILELA CALDEIRA

**USINAS REVERSÍVEIS COMO SISTEMA DE
ESTABILIZAÇÃO DE GERAÇÃO PARA FONTES
INTERMITENTES**

Itajubá

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

MARINA JÚNIA VILELA CALDEIRA

**USINAS REVERSÍVEIS COMO SISTEMA DE
ESTABILIZAÇÃO DE GERAÇÃO PARA FONTES
INTERMITENTES**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos

Orientador: Ivan Felipe Silva dos Santos

Coorientador: Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz

Itajubá

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

MARINA JÚNIA VILELA CALDEIRA

USINAS REVERSÍVEIS COMO SISTEMA DE
ESTABILIZAÇÃO DE GERAÇÃO PARA FONTES
INTERMITENTES

Dissertação aprovada por banca examinadora em 24 de fevereiro de 2023, conferindo a autora o título de *Mestre em Ciências em Engenharia de Energia*.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos (Orientador)

Dr. Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz
(Coorientador)

Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho

Prof. Dra. Maria Claudia Costa de Oliveira Botan

Itajubá

2023

AGRADECIMENTOS

Com muita admiração e carinho que gostaria de expressar meu agradecimento ao Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos pela confiança depositada em mim, pelas suas correções e orientação.

Ao Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz que apesar da intensa rotina me ofereceu suporte, compreensão e toda assistência necessária.

Aos meus pais, que sempre acreditaram em mim e estiveram presentes me apoiando com seu amor incondicional.

A Cristina Ventura, por todas as palavras de incentivo nas horas difíceis, de desânimo e cansaço.

Quero agradecer aos meus amigos, pela compreensão durante os tempos de ausência ao longo dos anos de Mestrado, que sempre estiveram presentes me encorajando.

Ao time HVEX, vocês desempenharam um papel significativo no meu crescimento.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte dessa trajetória, o meu muito obrigado.

RESUMO

O crescimento da geração de energias renováveis contribui para a descarbonização e diversificação da matriz elétrica. Contudo, também traz desafios ao setor elétrico como a necessidade de instalação de sistemas de armazenamento de energia. Nesse cenário as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) se tornam relevantes, por possuírem potencialidade para mitigar a intermitência de fontes renováveis, como eólica e solar, e aumentarem a segurança energética. Nesse contexto, o presente trabalho objetivou avaliar a viabilidade de implantar UHR para recuperação do nível do reservatório em usinas hidrelétricas (UHE) já existentes, operando a partir de energia fotovoltaica. As UHE já existentes são utilizadas para a garantia energética e confiabilidade do sistema, já a usina Fotovoltaica é usada para a estabilização dos níveis do reservatório e complementariedade de geração. Para que tal objetivo fosse atingido, aplicou-se a simulação de uma planta fotovoltaica nas potenciais UHE através do cálculo da potência complementar e estudo econômico, selecionando as UHE de baixo fator de capacidade mais qualificadas a receberem o projeto de hibridização. Posteriormente se dimensionou o sistema fotovoltaico para essa potência complementar, seguindo da simulação do VPL em função da potência de modo a achar a potência ótima de complementariedade, concluindo com o estudo de aplicação da UHR. Visando o não investimento em repotencialização da subestação e linha, os resultados apontam por meio do VPL que é melhor operar com perda de energia por excesso de geração em alguns dias do que operar sem superação da subestação e linha. Geralmente com baixas vazões e conseqüente menor pluviometria a geração fotovoltaica atinge um maior rendimento, otimizando assim o fator de capacidade da UHE e utilização da subestação/linhas. Os resultados demonstram que é mais viável para a planta fotovoltaica operar com perda de energia por excesso de geração em alguns dias do que operar sem superação da potência da subestação. Já a viabilidade da UHR aplicada para recuperação do nível do reservatório só é assegurada quando tarifas elevadas para remuneração do sistema de armazenamento são adotadas.

Palavras Chaves: Usinas Hidrelétricas, Usina Reversível, Energia Renovável, Armazenamento de energia, Plantas Híbridas, Geração Fotovoltaica

ABSTRACT

The growth of renewable energy generation contributes to the decarbonization and diversification of the electricity matrix. However, it also brings challenges to the electricity sector, such as the need to install energy storage systems. In this scenario, reversible hydroelectric power plants (UHR) become relevant, as they have the potential to mitigate the intermittency of renewable sources, such as wind and solar, and increase energy security. In this context, the present work aimed to evaluate the feasibility of implementing UHR to recover the reservoir level in existing hydroelectric power plants (UHE), operating from photovoltaic energy. The existing UHE are used to guarantee energy and system reliability, while the photovoltaic plant is used to stabilize reservoir levels and complement generation. In order to achieve this objective, a simulation of a photovoltaic plant was applied to the potential UHE through the calculation of the complementary power and economic study, selecting the UHE with a low capacity factor with the most subscribers to receive the hybridization project. later, the photovoltaic system was dimensioned for this complementary power, followed by the simulation of the NPV as a function of the power in order to find the optimal complementary power, concluding with the study of the application of the UHR. Aiming at not investing in repowering the substation and line, the results show that the NPV investment curve indicates that it is better to operate with energy loss due to excess generation in a few days than to operate without overcoming the substation and line. Usually with low flow rates and consequently less rainfall, photovoltaic generation achieves higher yields, thus optimizing the UHE's capacity factor and substation/line utilization. The results showed that it is more feasible for the photovoltaic plant to operate with energy loss due to excess generation in a few days than to operate without overcoming the substation power. The viability of the UHR applied for the recovery of the reservoir level is only ensured when high tariffs for the remuneration of the storage system are adopted.

Keywords: Hydroelectric Plants, Pumped Pump, Renewable Energy, energy storage, Hybrid Plants, Photovoltaic Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de consumo diária de carga – MW.....	14
Figura 2- Geração fotovoltaica – MW.....	14
Figura 3- Geração eólica – MW	14
Figura 4- Geração hidráulica - MW	15
Figura 5 - Produção de energia da UHE Itaipu	15
Figura 6- Variação entre a capacidade instalada atual e com a expansão do PDE 2030.....	18
Figura 7- Tecnologias de armazenamento em função da sua potência e energia.....	24
Figura 8 – UHR em fase de produção	29
Figura 9 – UHR em fase de armazenamento	30
Figura 10- Capacidade operacional total global de projetos de armazenamento (MW)	31
Figura 11– Esquema de Usina Reversível com Circuito Fechado	33
Figura 12 – UHR de Turlough Hill, Irlanda	33
Figura 13– Esquema de Usina Reversível com Circuito Semiaberto.....	34
Figura 14- UHR de Goldisthal, Alemanha	34
Figura 15– Esquema de Usina Reversível com Circuito Aberto.....	35
Figura 16– Usina Reversível de Thyssavros, Grecia.....	35
Figura 17- Risco de Déficit de Potência na Expansão para o Atendimento.....	39
Figura 18- Mapa do Sistema de transmissão horizonte 2024.....	40
Figura 19 - Evolução do sistema elétrico - Capacidade Instalada.....	42
Figura 20- Consumo de Energia elétrica – Brasil.....	42
Figura 21- Crescimento do Produto interno bruto (PIB): per capita	43
Figura 22 - Máxima demanda semanal nos últimos 20 anos.....	43
Figura 23 - Custo Marginal de Operação (CMO) Patamar de carga por Subsistema	44
Figura 24- Projeção de geração de energia Fotovoltaica Distribuída.....	44
Figura 25- Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	45
Figura 26- Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN.....	45
Figura 27- Geração de eletricidade a partir de hidrelétricas usando eletricidade fotovoltaica.....	47
Figura 28- Diagrama de princípio de uma usina PV trabalhando em conjunto com uma UHE	48
Figura 29- Fluxograma da metodologia	53
Figura 30 - Irradiação Global Horizontal – China.....	58
Figura 31 - Irradiação Global Horizontal – Alemanha.....	58

Figura 32 - Figura 32 - Irradiação Global Horizontal – Brasil.....	59
Figura 33 - Divisão de Custos de um Projeto hidrelétrico	61
Figura 34 - Estudo Econômico Usina Híbrida	63
Figura 35 - Estudo Econômico UHR.....	65
Figura 36 - Estrutura de Demonstrativo de Resultados do Exercício.....	66
Figura 37 - Esquema de superação na Subestação e reservatório da UHE	73
Figura 38 - Locais de maior irradiação solar.....	74
Figura 39 - UHE Priorizadas	74
Figura 40 - Geração histórica de energia (MWmed) - UHE Belo Monte	76
Figura 41- Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Belo Monte.....	77
Figura 42 - VPL x Potência Instalada Complementar UHE Belo Monte.....	78
Figura 43 - Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Tucuruí	80
Figura 44- VPL x Potência Instalada complementar UHE Tucuruí.....	80
Figura 45- Geração x Geração Complementar Solar x Superação: Ponto ótimo UHE Tucuruí	81
Figura 46- Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Ilha Solteira	82
Figura 47 - VPL x Potência Instalada: UHE Ilha Solteira.....	83
Figura 48 - Vazão Turbinada x Nível do reservatório – Ilha Solteira	83
Figura 49 - Possibilidade de bombeamento para os Cenários 1, 2 e 3	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Instalada de geração elétrica no Brasil (MW)	16
Tabela 2 - Potência outorgada	16
Tabela 3 - Benefícios do armazenamento de energia em cada etapa	22
Tabela 4- Classificação de UHRs quanto ao critério de operação	36
Tabela 5 – Ameaças quanto as UHR	51
Tabela 6 - Dados referentes a fonte hídrica	54
Tabela 7 - Potência Outorgada x Fiscalizada	56
Tabela 8- Parâmetros Econômicos por tipo de oferta.....	60
Tabela 9- Encargos e Impostos.....	61
Tabela 10 – UHE priorizadas quanto seu Payback e VPL	75
Tabela 11- Estudo de hibridização Belo Monte	77
Tabela 13- Estudo de hibridização Tucuruí.....	79
Tabela 14- Estudo de hibridização Ilha Solteira.....	81
Tabela 15 - Cenário 1 Ilha Solteira.....	85
Tabela 16 - Cenário 2 Ilha Solteira.....	86
Tabela 17 - Cenário 3 Ilha Solteira.....	87
Tabela 18 - Viabilidade Econômica UHR por Potência complementar PV (MW).....	88

LISTA DE ABREVIATURAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- CAES – *Compressed Air Energy Storage*
- CDI - Certificado de Depósito Interbancário
- CNESA – *China Energy Storage Alliance*
- EBITDA - *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*
- EC – Capacitores eletroquímicos
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- ESA – *Energy Storage Association*
- EEG – *Energy Economics Group*
- FC - Fator de capacidade
- FESS - *Flywheel Energy Storage Systems*
- IR - Imposto de Renda
- IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo
- LAES – *Liquid Air Energy Storage*
- LCOS - *Levelized Cost of Storage*
- O&M – Operação e Manutenção
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PCHR – Pequena Central Hidrelétrica Reversível
- PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
- PHES – *Pumped heat electrical storage*
- RFB – Baterias de fluxo redox
- RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
- RN – Resolução Normativa
- SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
- SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
- SIN – Sistema Interligado Nacional
- TMA - Taxa mínima de atratividade
- UHE – Usina Hidrelétrica
- UHR – Usina Hidrelétrica Reversível
- UTE – Usina Termoelétrica
- VPL - Valor Presente Líquido
- VTN - Valores de Terra Nua

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	III
RESUMO	IV
ABSTRACT	V
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE ABREVIATURAS	IX
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Justificativa	13
1.2 Objetivo Geral	20
1.3 Objetivos Específicos	21
1.4 Estrutura da Dissertação	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia	22
2.1.1 Baterias	24
2.1.2 Térmico	26
2.1.3 Armazenamento Mecânico	27
2.1.4 Hidrogênio	28
2.2 UHR	29
2.2.1 Conceito	29
2.2.2 Histórico	31
2.2.3 Classificação das UHR	32
2.2.4 Turbinas - Bomba	36
2.3 UHR no cenário Brasileiro	37
2.4 Características do SIN e as UHRs	40
2.5 Utilização de usinas reversíveis com conceito híbrido	46
3 ANÁLISE CRÍTICA DA TECNOLOGIA UHR	49
3.1 Forças (<i>Strengths</i>)	49
3.2 Fraquezas (<i>Weaknesses</i>)	50
3.3 Oportunidades (<i>Opportunities</i>)	50
3.4 Ameaças (<i>Threats</i>)	51
4. METODOLOGIA	52

	11
4.1 Mapeamento dos potenciais reservatórios de UHE	54
4.1.1 Fator de capacidade	54
4.1.2 Potência	55
4.1.3 Potência complementar	56
4.1.4 Dimensionamento Geração Fotovoltaica	56
4.1.4.1 Índice de Insolação	56
4.1.4.2 Custo de aquisição do terreno	59
4.1.4.3 Custos de Investimento e de Operação e Manutenção	60
4.2 Estudos Econômicos	62
4.2.1 <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - EBITDA</i>	65
4.2.2 Resultado Operacional Líquida	66
4.2.3 <i>Payback</i>	66
4.2.4 Valor Presente Líquido (VPL)	67
4.2.5 Taxa mínima de atratividade (TMA)	68
4.2.6 Taxa interna de retorno (TIR)	68
4.2.7 Estudo de viabilidade econômica através de técnica <i>Levelized Cost of Storage</i> (LCOS)	69
4.3 Avaliação das restrições quanto às vazões sanitárias e potência máxima despachada de curto prazo	71
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	74
5.1 Estudo de caso – Planta Híbrida	75
5.1.1 Belo Monte	76
5.1.2 Tucuruí	78
5.1.3 Ilha Solteira	81
5.2 Estudo de Caso da implantação da Usina Reversível	84
5.2.1 Cenário 1	85
5.2.2 Cenário 2	86
5.2.3 Cenário 3	87
5.2.4 Viabilidade Econômica	88
06 CONCLUSÃO	90
07 TRABALHOS FUTUROS	91
REFERÊNCIAS	92
ANEXO A - PAYBACK E VPL DOS EMPREENDIMENTOS PRIORIZADOS	102
ANEXO B – CENÁRIO 1	104

1 INTRODUÇÃO

Apesar de ser o país onde foi instalada a primeira turbina reversível do mundo, a aplicação de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) no Brasil foi estagnada na década de 1970. Uma vez que o planejamento estratégico priorizou a construção de usinas hidroelétricas com elevada capacidade de armazenamento, térmicas movidas a petróleo, gás e term nucleares, bem como o foco na expansão do sistema interligado nacional (SIN) como forma de mitigar a sazonalidade de geração além da sinalização de preço horário, minimizando a flutuação do consumo horo-sazonal (EPE, 2021b).

Destaca-se a integração das diferentes regiões do país por meio do SIN reduziu a necessidade de outros sistemas de armazenamento, pois além das variações hidrológicas sazonais e regionais podem ser aproveitadas as características variáveis de eletricidade, transportando elevadas capacidades de geração para centros de consumo em locais distantes (CANALES *et al.*, 2015).

Outro fator relevante foi a adoção das tarifas horas sazonais como forma de incentivo aos grandes consumidores mudarem o perfil de consumo ou reduzi-lo durante os horários de pico. Portanto, a sinalização de preço é uma eficiente ferramenta para diminuir a variabilidade de consumo, todavia, pela sua aplicação limitada a grandes consumidores o mesmo não ocorreu com a classe residencial ou comercial de baixa demanda instalada.

Com a expansão das fontes renováveis de energia intermitente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deu início a dois projetos regulatórios interessados na defesa da construção de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil como alternativa para melhorar a segurança e confiabilidade do sistema elétrico, sendo a Nota Técnica nº 094/2020 “Abertura da Tomada de Subsídios para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no SIN” (ANEEL, 2020) e a tomada de subsídio da ANEEL nº 006/2019, com o objetivo de obter subsídios para fomentar abertura de discussão sobre o tema serviços ancilares aplicáveis ao SIN (EPE, 2021b) Complementando, foi discutida pela ANEEL uma revisão da Resolução Normativa (RN) nº 697/2015, que regulamenta a prestação e a remuneração dos serviços ancilares do sistema. A definição de uma remuneração adequada para esses serviços é considerada o ponto básico para a viabilização das usinas reversíveis. Esta revisão da RN 697/2015 “estabelece procedimentos para a prestação de serviços auxiliares e a adequação das instalações das usinas em função de mudanças na configuração do sistema elétrico”, sendo o item da agenda regulatória do biênio Aneel 2020/2021 (PESSÔA, 2021).

O Brasil é um dos países mais privilegiados do mundo em termos de potenciais e de fontes renováveis de geração de energia elétrica, segundo dados do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, o Brasil corresponde ao terceiro maior potencial hidrelétrico mundial com 10%, atrás da China com 13% do total, e da Rússia, com 12% (Brasil, 2007). Parte relevante do potencial hídrico no Brasil já foi transformado em usinas e o país tem, hoje, uma potência instalada total da ordem de 187,7 GW segundo o ONS (2021a), sendo o potencial hidrelétrico ainda sujeito de aproveitamento é estimado em 137 GW (PESSÔA, 2021). Todavia, com a evolução do sistema elétrico e as mudanças na matriz de geração observadas nos últimos anos, o sistema pode demandar de recursos compatíveis com os atributos das UHR no futuro, como recursos relacionados à flexibilidade (EPE, 2021b).

Contudo, o Brasil ainda tem grandes dificuldades em construir novas usinas reversíveis. Essas dificuldades devem-se principalmente a restrições ambientais, regulatórias e consequentes de mercado que dificultam o desenvolvimento do país e de qualquer outro tipo de sistema de armazenamento de energia. No entanto, nos últimos anos, houve muitas discussões entre os órgãos governamentais e novas propostas surgiram para solucionar esses impasses, o que pode possibilitar a introdução desse conceito de armazenamento de energia e sua integração ao sistema nacional de abastecimento (FERREIRA, 2016).

1.1 Justificativa

A importância da aplicação de UHR remete-se a disparidade entre a curva diária de carga total no SIN, dados da ONS¹, visto na Figura 1 e as gerações não despacháveis como fotovoltaica – na Figura 2 e eólica na Figura 3. Já a Figura 4 remete-se à geração hidráulica e pode-se observar a sua semelhança com a curva de consumo. Todavia, é uma geração limitada aos potenciais em exploração e disponibilidade pluvial. Recentemente o ciclo de seca expôs a necessidade de fontes complementares para mitigar o risco energético dada a associação ao risco pluvial. Segundo dados da Itaipu Binacional (2021), para o ano de 2021 foram gerados 66,3 GWh, registrando a menor produção de energia dos últimos 26 anos. A Usina Hidrelétrica de Itaipu é a segunda maior usina hidrelétrica do mundo, está localizada em Foz do Iguaçu, na região oeste do Paraná e utiliza toda a água que vem da bacia do Rio Paraná para a produção de energia. Fazendo uma análise do gráfico apresentado pela Figura 5, nota-se que houve uma redução de 13% na comparação entre os anos de 2020 e 2021.

¹ Consultas realizadas no dia 15 de dezembro de 2021

Desta forma, o uso de UHR como estabilizadores de geração é uma alternativa para a intermitência das fontes renováveis eólica e solar.

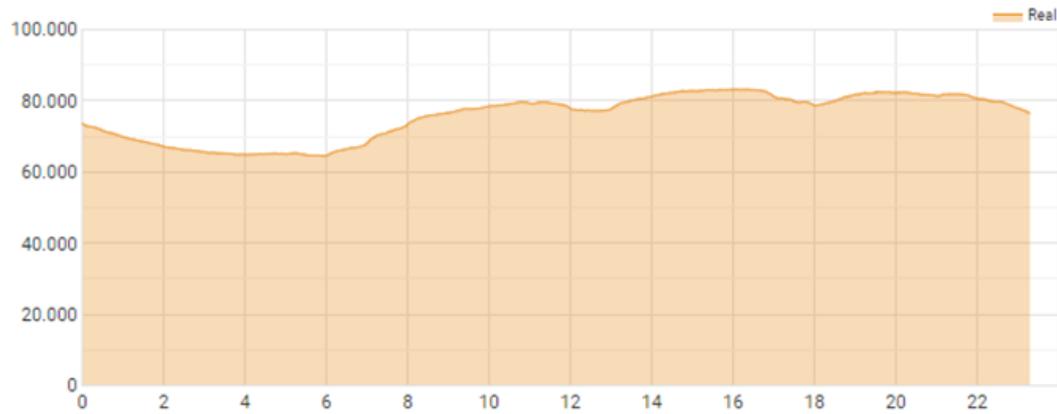


Figura 1 - Curva de consumo diária de carga – MW

Fonte: ONS (2021)

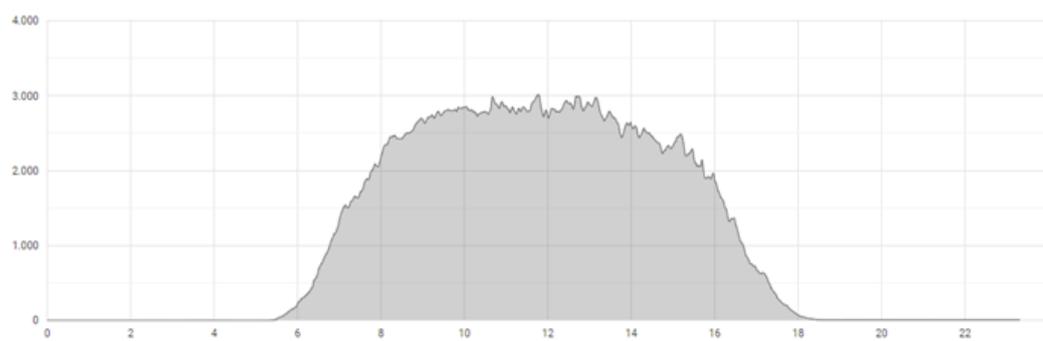


Figura 2- Geração fotovoltaica – MW

Fonte: ONS (2021)

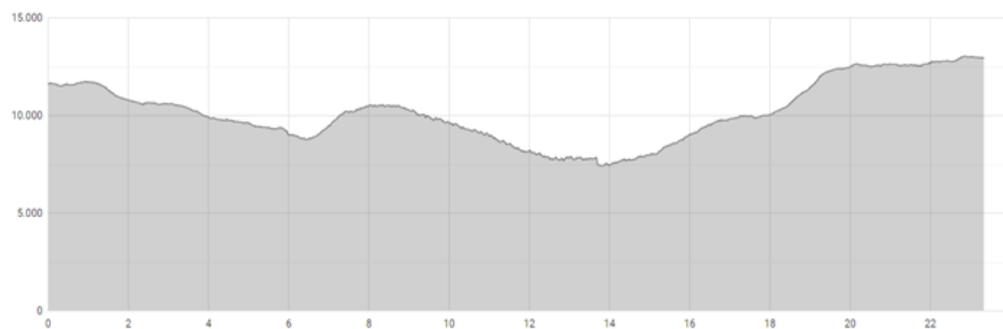


Figura 3- Geração eólica – MW

Fonte: ONS (2021)

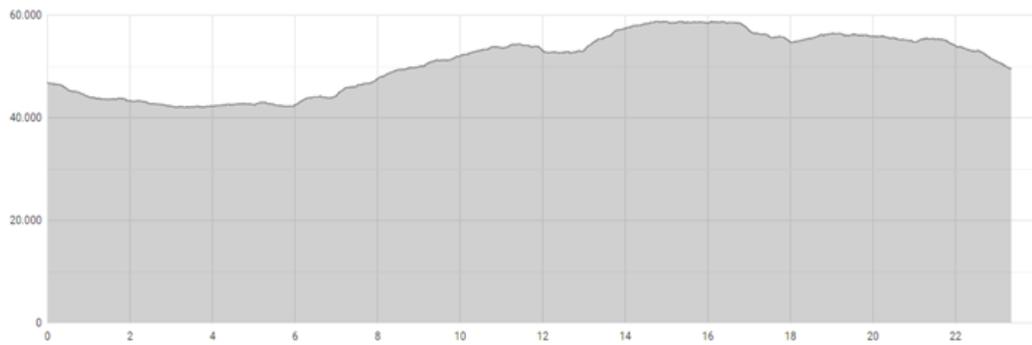


Figura 4- Geração hidráulica - MW

Fonte: ONS (2021)

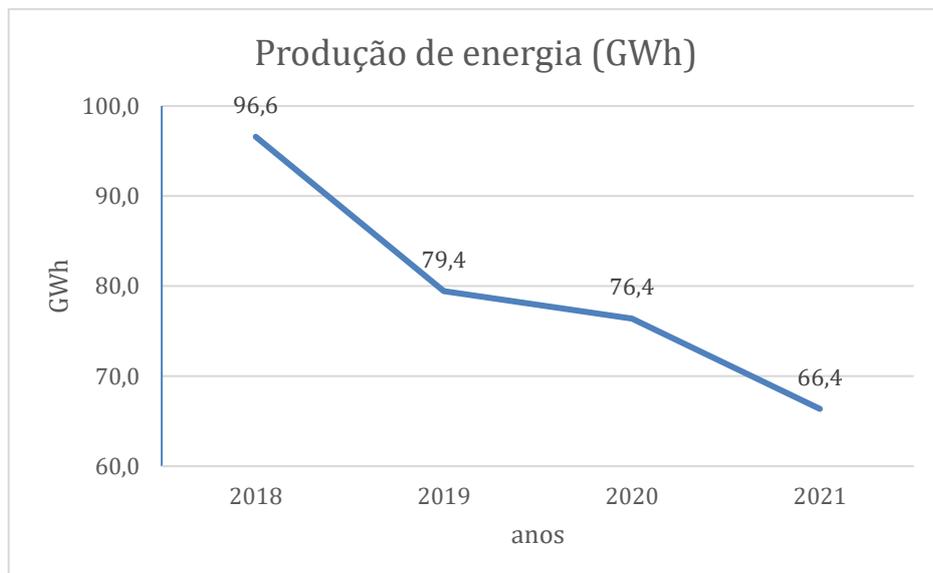


Figura 5 - Produção de energia da UHE Itaipu

Fonte: Itaipu (2021)

A capacidade instalada das fontes eólica e solar, representada pela Tabela 1, é em relação a capacidade total da matriz elétrica nacional relativamente pequena, cerca de 12% daquele total no Brasil, segundo fontes da EPE (2021), relatório anual. Contudo nos últimos 5 anos esta participação quase que dobrou e foi um dos grandes responsáveis pela expansão da matriz. Este fato, torna a operação mais complexa devida a dificuldade da disponibilidade e latência para grandes sistemas de armazenamento de energia.

Tabela 1 - Capacidade Instalada de geração elétrica no Brasil (MW)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Part. % (2020)
Total	140.858	150.338	157.112	162.840	170.118	174.737	100,0
Usinas Hidrelétricas	86.366	91.499	94.662	98.287	102.999	103.027	59,0
PCH	4.886	4.941	5.020	5.157	5.291	5.429	3,1
CGH	398	484	594	695	768	816	0,5
Gás Natural	12.428	12.965	12.980	13.359	13.385	14.927	8,5
Derivados de petróleo	8.828	8.845	8.792	7.549	7.670	7.696	4,4
Carvão	3.389	3.389	3.324	2.858	3.228	3.203	1,8
Usinas nucleares	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1,1
Biomassa	13.069	13.913	14.289	14.569	14.703	15.011	8,6
Usinas Eólicas	7.633	10.124	12.283	14.390	15.378	17.131	9,8
Solar	21	24	935	1.798	2.473	3.287	1,9
Outras	1.850	2.163	2.243	2.188	2.234	2.221	1,3

Fonte: EPE (2021)

Através da Tabela 2, extraído do banco de dados Siga Geração (ANEEL, 2022a) é possível observar que a potência outorgada de geração fotovoltaica e eólica são superiores as usinas térmicas. Logo há um maior risco sobre a confiabilidade da geração, evidenciando a necessidade de se avaliar sistemas de armazenamento, dentre os quais se destacam as UHR por seus menores custos.

Tabela 2 - Potência outorgada

Fonte	Tipo	Soma de Potência Outorgada (kW)
CGH	Potencial hidráulico	864.156,7
CGH Total		864.156,7
CGU	Cinética da água	50,0
CGU Total		50,0
EOL	Cinética do vento	33.945.503,9
EOL Total		33.945.503,9
PCH	Potencial hidráulico	7.213.898,3
PCH Total		7.213.898,3
UFV	Radiação Solar	36.240.025,6
UFV Total		36.240.025,6
UHE	Potencial hidráulico	103.449.006,0
UHE Total		103.449.006,0
UTE	Agroindustriais	12.924.880,2
	Biocombustíveis Líquidos	107.192,4
	Carvão mineral	3.582.830,0

Tabela 2 - Potência outorgada

Fonte	Tipo	Soma de Potência Outorgada (kW)
	Floresta	5.222.878,1
	Gás Natural	23.184.147,4
	Outros Fósseis	165.970,0
	Petróleo	9.982.594,9
	Resíduos animais	4.741,2
	Resíduos sólidos urbanos	278.316,8
UTE Total		55.453.551,0
UTN	Urânio	3.340.000,0
UTN Total		3.340.000,0
Total Geral		240.506.191,5

Fonte: ANEEL (2022)

Do ponto de vista da produção de energia, a UHR nada mais é do que uma hidrelétrica tradicional, por isso pode ser considerada uma tecnologia integrada, renovável e de baixo custo operacional. Por outro lado, alguns aspectos a diferenciam nitidamente de uma hidrelétrica convencional, como a concepção dos arranjos, os critérios de operação e as funções desempenhadas perante o sistema elétrico. A unidade geradora (conjunto turbina-gerador) / bombeamento (conjunto motor-bomba) representa os principais equipamentos instalados na casa de força (BETTEGA, 2020). No entanto, Vennemann *et al.* (2010) afirma que a necessidade de equipamentos diferentes torna esse arranjo mais caro, por isso raramente é usado. Quedas maiores que 600 m requerem turbinas do tipo Pelton, resultando na configuração do sistema incluindo três máquinas: turbinas, motor-gerador e bombas.

Para as quedas menores que 600 m, usualmente são utilizadas turbinas reversíveis, ou seja, que operam tanto como turbinas quanto como bombas. No modo de turbina, a potência fornecida é usualmente controlável, o que permite gerar uma faixa de valores de quase zero à potência nominal. A instalação de apenas uma máquina hidráulica significa vantagem econômica, o que por sua vez requer o desenvolvimento de equipamentos especiais e sistemas elétricos mais eficientes para controlar a operação do sistema (CANALES *et al.*, 2015).

Nesse contexto, a adoção de UHR tem potencialidade para mitigar a intermitência de fontes renováveis, como eólica e solar, e aumentam a segurança energética por descentralizarem o potencial de armazenamento, que hoje se concentra predominantemente na região Sudeste (HUNT *et al.*, 2016). Pasquali (2006) e Sallaberger (2012) expõem que o estado atual da tecnologia possibilita às máquinas eletromecânicas nas UHR operarem em modo síncrono ao gerar energia e em modo assíncrono ao acionar as bombas. Portanto, a velocidade de rotação

da turbina-bomba pode ser variada, permitindo que a capacidade da bomba seja ajustada para usar apenas a energia disponível no momento. Isso permite estabilizar a rede de forma eficaz, portanto, é necessário identificar o melhor layout, potencial local e dimensionamento dessas UHR, a fim de complementar a expansão energética das fontes renováveis de forma segura e confiável.

Complementando, mudanças significativas no complexo de geração de energia do Brasil estão alterando a estrutura da matriz energética nacional, o Plano Decenal de Expansão de Energia (BRASIL, 2020) indica que para os próximos 10 anos as fontes eólica e fotovoltaica apresentarão um crescimento significativo, superior a 30% como mostra a Figura 6. Por consequência, será aprimorada a estrutura regulatória, operacional e comercial do modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) atual.

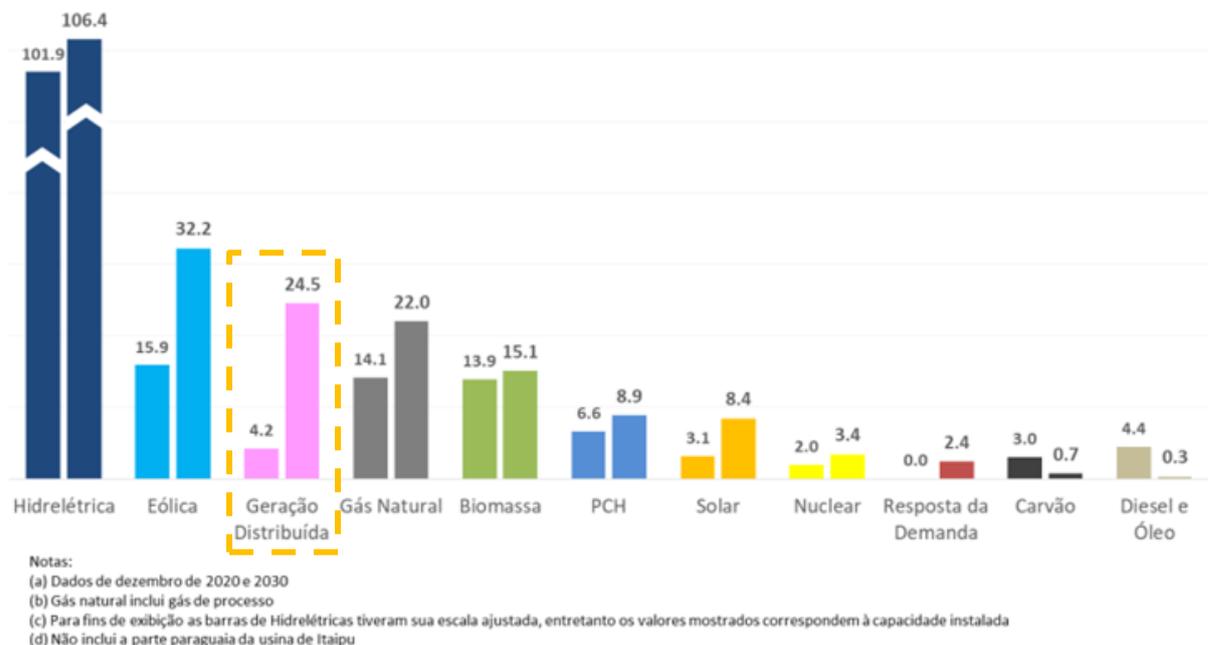


Figura 6- Variação entre a capacidade instalada atual e com a expansão do PDE 2030

Fonte: Brasil (2020)

A crescente e irreversível presença das fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) e o aumento das restrições ambientais à construção hidrelétricas com reservatórios de regularização ou armazenamento, permitindo apenas projetos com características sazonais na Região Amazônica, estão estabelecendo um novo paradigma para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Visto que, nesse cenário, o SEB enfrentará novos desafios nos próximos anos, o que inevitavelmente exigirá inovação regulatória para coordenar e apoiar novos negócios e novos

paradigmas. Um exemplo é a crescente dificuldade de atendimento à demanda horária devido à redução da capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas, aliada à imprevisibilidade de fontes alternativas de geração não controlável de energia como a eólica e a solar (CASTRO *et al.*, 2018). Portanto, além de apoiar a ampliação da participação da energia limpa, a capacidade de armazenamento de energia é essencial para garantir uma matriz energética confiável e segura, uma vez que garantem a disponibilidade de energia nos horários de pico da curva de demanda (HALL & BAIN, 2008).

Dessa forma, levando-se em conta a relevância das UHR, e o grande potencial hidráulico e solar do Brasil, a aplicação desse trabalho se torna relevante por aplicar usinas fotovoltaicas como mecanismo de complementariedade de geração e recuperação dos níveis de reservatórios de usinas hidrelétricas. Dado o contexto acima, o presente estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de implantar UHRs para recuperação do nível do reservatório em UHE já existentes, operando a partir de energia fotovoltaica.

Uma possibilidade é o desligamento de algumas das máquinas geradoras da UHE, em momentos que seu reservatório se encontra abaixo da cota máxima para se estabelecer o nível enquanto toda a energia fotovoltaica gerada é despachada para a rede, no entanto as hidrelétricas normalmente possuem contratos de fornecimento de energia elétrica que especificam a quantidade de energia que deve ser fornecida em um determinado período de tempo, se as turbinas forem desligadas pode haver dificuldades na operação, visto que a planta fotovoltaica gera energia apenas durante o dia, e com o desligamento das turbinas durante a noite prejudica-se a geração de energia.

O desligamento de turbinas pode ser um processo caro e demorado, já que é necessário parar o sistema de geração de energia elétrica e depois reiniciá-lo, além disso, a estabilização do reservatório pode exigir a liberação de grandes volumes de água, o que pode aumentar os custos de operação e manutenção da usina. Por essas razões, muitas vezes não é possível desligar as turbinas em uma hidrelétrica para estabilizar o seu reservatório (PEREIRA *et al.*, 2016).

De acordo com o tipo de operação de despacho que a ANEEL exige, é necessário consumir ou compensar reativos, e a fotovoltaica não consegue realizar isso devido as máquinas serem síncronas, já a máquina assíncrona permite que gere ou consuma reativo. Como consequência caso não ocorra a compensação de reativo, tem-se problemas de controle de tensão na linha, ou perda de estabilidade de tensão (NEOENERGIA, 2023).

Um dos grandes problemas enfrentados pelas usinas hidrelétricas no Brasil relacionados à compensação de reativos é a sobrecarga nos equipamentos de geração e transmissão de

energia elétrica. A compensação de reativos é necessária para corrigir o fator de potência das usinas hidrelétricas, que é a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Quando o fator de potência está abaixo de um valor adequado, ocorre um desperdício de energia elétrica, e isso pode levar a perdas significativas na transmissão e distribuição de energia elétrica (RESENDE; PAULILLO, 2013).

Além disso, a compensação de reativos também pode afetar a estabilidade do sistema elétrico, pois se não for feita corretamente, pode causar flutuações na tensão elétrica e afetar a qualidade do fornecimento de energia. Outro problema é que a compensação de reativos pode exigir a instalação de equipamentos adicionais, como capacitores e reatores, o que aumenta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas (KUNDUR, 1994).

O presente estudo visa avaliar a opção de se realizar o bombeamento, sendo uma das opções viáveis contraposta a economizar água, pois a UHE pode acabar entrando em restrição operativa da linha ou subestação, por conseguinte optou-se por avaliar neste estudo a via do retorno de água ao reservatório por meio do bombeamento por energia solar ao invés da reserva de água pela geração fotovoltaica e desligamento das turbinas.

Dessa forma, tendo-se em vista o crescimento de geração através energias renováveis sem capacidade de armazenamento, tal como as dificuldades de atendimento à demanda horária devido à redução da capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas no Brasil, a energia solar excedente é utilizada para reverter a água para o reservatório superior, recuperando seu nível, e gerando energia nos horários de pico.

1.2 Objetivo Geral

Analisar a participação de usinas reversíveis como mecanismo de armazenamento de energia e estabilização de geração para as fontes intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro, avaliando a viabilidade de implantar UHR para recuperação do nível do reservatório em UHE já existentes, operando a partir de energia fotovoltaica. Além do impacto significativo no funcionamento dos sistemas elétricos, por se constituírem em fontes não despacháveis, torna-se relevante apurar as possibilidades de investimento em sistemas de armazenamento de energia para amortecer tais impactos, ou formas de hibridização das UHE.

1.3 Objetivos Específicos

Para que se possa alcançar o objetivo geral, o presente trabalho visa:

- a) Entender o panorama teórico das Usinas Reversíveis;
- b) Selecionar as potenciais usinas hidrelétricas do SIN para avaliação da viabilidade de implantação de um projeto híbrido;
- c) Avaliar a potência máxima despachada de curto prazo, e, posteriormente dimensionar o sistema fotovoltaico para a potência ótima de complementariedade.
- d) Estudo de aplicação da UHR como mecanismo de recuperação do nível do reservatório para as usinas híbridas que se mostrarem viáveis
- e) Avaliar a viabilidade econômica da implementação de hibridização a partir de energia fotovoltaica e para a possível utilização do potencial atual das UHE para convertê-las em UHR.

1.4 Estrutura da Dissertação

A estrutura do presente trabalho divide-se em sete capítulos. O capítulo 1 corresponde a Introdução, onde foi apresentado a justificativa para o desenvolvimento da pesquisa, bem como os objetivos gerais e específicos. O capítulo dois realiza a revisão da literatura para o embasamento teórico da dissertação, englobando os pontos favoráveis aos conceitos fundamentais sobre sistemas de armazenamento de energia, as características do SIN e a utilização de UHR no conceito híbrido.

O terceiro capítulo expõe uma análise crítica quanto a tecnologia de UHR, apresentando suas principais forças, fraquezas, oportunidades e ameaças. O capítulo quatro fornece a apresentação detalhada dos métodos utilizados. Apresentam-se as premissas assumidas para que se possa alcançar os resultados.

A avaliação dos cenários é realizada no capítulo 5, trazendo os resultados das análises de custos simulados e detalhamentos mediante gráficos e tabelas. Nessa seção são apresentados resultados para 3 estudos de casos para Hibridização de UHE, sendo um deles aplicado a UHR. Por fim as considerações finais são evidenciadas no capítulo seis, apresentando as principais conclusões, finalizando com o capítulo sete abordando sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo disserta a revisão bibliográfica elaborada sobre o tema, objetivando embasar o desenvolvimento do presente estudo.

2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia

O sistema de armazenamento de energia, independentemente da sua natureza, objetiva armazenar a energia restante disponível no sistema durante a baixa demanda, e fornecê-la ao próprio sistema no momento de alta demanda. Portanto, parte da energia que não seria utilizada nos períodos de baixa demanda fica disponível nos horários de pico de consumo.

De acordo com Silva & Bortoni (2016), armazenar significa guardar, recolher e acumular. Desde a descoberta e o primeiro uso da eletricidade, o homem busca maneiras de armazenar energia, em busca de sistemas cada vez mais eficientes e capazes de acompanhar o desenvolvimento tecnológico. A falta de sistema de armazenamento de energia requer ajustes de produção constantes, o que pode acarretar diferenças de preços da eletricidade.

As tecnologias de armazenamento de energia podem exercer um papel fundamental na cadeia completa, desde a geração, transmissão, distribuição até o usuário final, cujos benefícios são apresentados na Tabela 3. O uso do armazenamento em grande escala permite a mudança da geração centralizada para a geração distribuída, aumentando o acesso e disponibilidade de energia a áreas remotas, melhorias no desempenho, qualidade, segurança e confiabilidade da rede (ROHIT & RANGNEKAR, 2017).

Tabela 3 - Benefícios do armazenamento de energia em cada etapa

Geração	Transmissão e Distribuição	Consumidor final
Possibilita a regulação da voltagem e frequência, nivelamento de carga e melhor prática de previsão.	Contribui na estabilidade da rede, regulação da frequência e voltagem, além de reduzir a necessidade de reservas de contingência.	Maior qualidade e confiabilidade, devido ao menor número de interrupções e menores custos de manutenção, consequentemente.

Fonte: Elaborado pela autora, adaptado de ROHIT & RANGNEKAR (2017)

De acordo com a *Energy Storage Association* (ESA) (2021), existe uma gama de abordagens tecnológicas quanto aos sistemas de armazenamento de energia disponíveis no mercado, com características mecânicas, eletroquímicas e físicas, cada uma com diferentes escalas e aplicações. São apresentadas a seguir, brevemente, as principais tecnologias de armazenamento de energia disponíveis no mercado, sendo as cinco principais categorias de tecnologias de armazenamento de energia:

- **Baterias** - Soluções variadas de armazenamento eletroquímico, incluindo baterias químicas avançadas, baterias de fluxo e capacitores
- **Térmico** - Captura de calor e frio para criar energia sob demanda ou compensar as necessidades.
- **Armazenamento mecânico** - Tecnologias inovadoras de aproveitamento da energia cinética ou gravitacional.
- **Hidrogênio** - Excesso de geração de eletricidade pode ser convertido em hidrogênio por eletrólise.
- **Energia hidrelétrica bombeada** - criação de reservatórios de energia em grande escala com água.

As definições das principais categorias serão apresentadas de forma mais detalhadas a seguir. A tecnologia de armazenamento hidrelétrico bombeado será apresentada de forma aprofundada no Capítulo 2.2. A Figura 7 resume a capacidade de energia armazenada por potência de despacho que cada tecnologia possui, juntamente com o tempo de resposta, portanto observa-se a vantagem inerente da UHR que apresentam maior capacidade de armazenamento e potência e, conforme mostrado pelas linhas diagonais tracejadas, um tempo de descarga mais lento, de forma contrária ocorre nos supercondutores magnéticos, volantes de inércia e supercapacitores (LOPES, 2015).

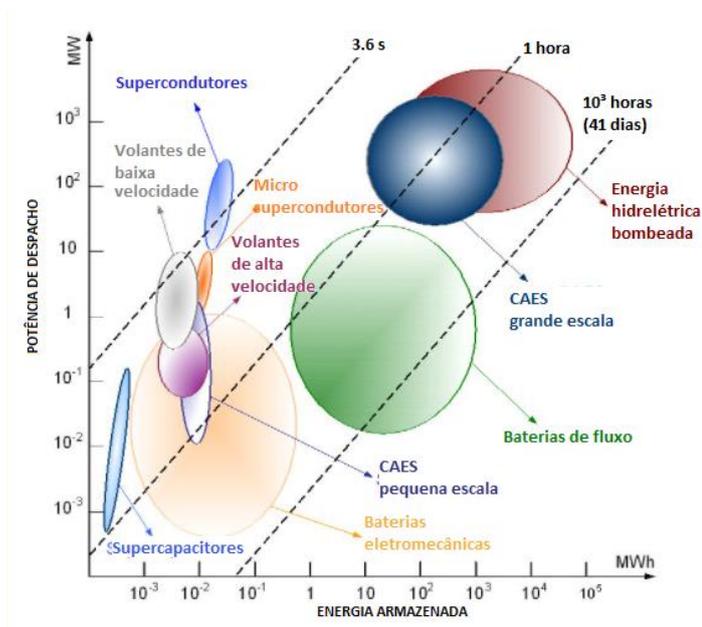


Figura 7- Tecnologias de armazenamento em função da sua potência e energia

Fonte: Ibrahim e Ilic (2013)

2.1.1 Baterias

De forma simplificada, bateria é um dispositivo que consiste em um ou mais componentes de células eletroquímicas que convertem energia química armazenada em energia elétrica. Segundo ESA (2021), as baterias podem ser definidas como:

- **Baterias de íon de lítio (Li-Ion):** Implantadas em uma ampla gama de aplicações de armazenamento de energia, desde baterias do tipo energia de alguns quilowatts-hora em sistemas residenciais com matrizes fotovoltaicas no telhado até baterias em contêineres de vários megawatts para o fornecimento de serviços auxiliares da rede (ESA, 2021).
- **Baterias de chumbo:** Tecnologia de bateria recarregável mais utilizada no mundo, amplamente utilizadas em veículos, apoiando o aumento da hibridização e eletrificação, desde a tecnologia *start-stop* (sistema em que o motor do automóvel é desligado automaticamente quando o veículo para e, é ligado instantaneamente, quando o motorista deseja movimentar-se novamente), até veículos totalmente elétricos, utilizadas na indústria bem como aplicações domésticas e comerciais. As baterias de chumbo são projetadas para serem recicladas no final da vida útil com mais de 90% de seu material sendo recuperado e podem ser usadas para regulação de frequência e para gerenciamento de carga para concessionárias e são amplamente implantadas para dar

suporte a instalações fotovoltaicas em instalações comerciais e domésticas. As melhores baterias de chumbo da classe podem atingir 5.000 ciclos a 70% de profundidade de descarga, proporcionando cerca de 15 anos de vida útil quando usado intensivamente. Um exemplo de aplicação é a bateria VRLA para armazenamento de energia da concessionária instalada em Springfield, Missouri (ESA, 2021).

- **Baterias de fluxo redox (RFB):** Representam uma classe de dispositivos eletroquímicos de armazenamento de energia. São adequadas para aplicações com requisitos de energia na faixa de dezenas de quilowatts a dezenas de megawatts e requisitos de armazenamento de energia na faixa de 500 quilowatts-hora a centenas de megawatts-hora. A RFB pode ser a escolha mais econômica nessa faixa porque os tanques de armazenamento e os controles de fluxo são fáceis e econômicos de dimensionar. As baterias de fluxo redox oferecem maior flexibilidade para adaptar independentemente da classificação de potência e a classificação de energia para uma determinada aplicação. As baterias de fluxo redox são adequadas para aplicações de armazenamento de energia com potências de dezenas de kW a dezenas de MW e durações de armazenamento de duas a 10 horas (ESA, 2021).

- **Baterias de níquel-cádmio (NI-CD):** Tipo tradicional de bateria, embora não sejam excelentes em medidas típicas, como densidade de energia ou custo inicial, as baterias de Ni-Cd permanecem relevantes por fornecer implementação simples sem sistemas de gerenciamento complexos, ao mesmo tempo em que oferecem longa vida útil e serviço confiável. As baterias de Ni-Cd foram usadas em algumas aplicações anteriores de armazenamento de energia, principalmente na *Golden Valley Electric Association* BESS, dimensionada para 27 megawatts por 15 minutos e comissionada em 2003. O Ni-Cd também foi usado para estabilizar sistemas de energia eólica, com um sistema de 3 megawatts na ilha de Bonaire encomendado em 2010 como parte de um projeto para que a ilha se torne a primeira comunidade com 100% de sua energia derivada de fontes sustentáveis. (ESA, 2021).

- **Baterias de Enxofre de Sódio (NaS):** Originalmente desenvolvidas pela *Ford Motor Company* na década de 1960 e, posteriormente, a tecnologia foi vendida para a empresa japonesa NGK. Os sistemas operam em alta temperatura, de 300 a 350 °C, o que pode ser um problema operacional para operação intermitente. Instalações significativas para

armazenamento de energia foram usadas para facilitar o adiamento da construção de linhas de distribuição. A eficiência de ida e volta está na faixa de 90%, proporcionando um uso eficiente de energia. A tecnologia de bateria NaS foi demonstrada em mais de 190 locais no Japão. Em Abu Dhabi, há quinze sistemas NaS atuando fornecendo 108 MW / 648 MWh para adiar o investimento em geração fóssil e fornecer serviços de resposta em frequência e controle de tensão (ESA, 2021).

- **Capacitores eletroquímicos (EC):** Também conhecidos por “Supercapacitor” ou “Ultracapacitor”. Os mercados e aplicações de capacitores eletroquímicos estão crescendo rapidamente e as aplicações relacionadas à rede elétrica farão parte desse crescimento. Devido à sua alta potência, longa vida útil, boa confiabilidade e outras características, o mercado e as aplicações de EC têm aumentado constantemente. As aplicações variam de eletrônicos portáteis e dispositivos médicos a híbridos pesados e outros usos de transporte. A maior barreira para o crescimento do mercado tem sido a falta de compreensão da tecnologia e das aplicações para as quais ela é mais adequada. A tecnologia EC assimétrica de eletrólito aquoso oferece oportunidades para obter armazenamento de energia em massa de custo excepcionalmente baixo (ESA, 2021).

2.1.2 Térmico

Sistemas de armazenamento térmico são aplicados para armazenar calor ou frio que posteriormente serão utilizados. Este método de armazenamento é aplicável para vários fins industriais e residenciais, como aquecimento de água e ambientes ou arrefecimento, refrigeração, ou geração de eletricidade (GUNEY & TEPE, 2017).

- **Armazenamento Elétrico de Calor Bombeado (PHES):** A eletricidade é usada para acionar um motor de armazenamento conectado a dois grandes acumuladores térmicos. Para armazenar eletricidade, a energia elétrica aciona uma bomba de calor, que bombeia calor do “armazém frio” para o “armazém quente” (semelhante ao funcionamento de um refrigerador). Para recuperar a energia, a bomba de calor é invertida para se tornar uma máquina de calor. O motor retira calor da câmara quente, fornece calor residual para a câmara fria e produz trabalho mecânico. Ao recuperar eletricidade, o motor térmico aciona um gerador (ESA, 2021).

- **Armazenamento de Energia de Ar Líquido (LAES):** Utiliza eletricidade para resfriar o ar até liquefazer, armazena o ar líquido em um tanque, traz de volta ao estado gasoso (por exposição ao ar ambiente ou com calor residual de um processo industrial) e usa esse gás para girar uma turbina e gerar eletricidade. As usinas LAES podem fornecer armazenamento de energia em larga escala e longa duração. Os sistemas LAES podem usar calor/frio residual industrial de aplicações como usinas de geração térmica, siderúrgicas para melhorar a eficiência do sistema (ESA, 2021).

2.1.3 Armazenamento Mecânico

Os sistemas mecânicos de armazenamento de energia aproveitam as forças cinéticas ou gravitacionais para armazenar a energia de entrada. Embora a física dos sistemas mecânicos seja geralmente bastante simples (por exemplo, girar um volante ou levantar pesos em uma colina), as tecnologias que permitem o uso eficiente e eficaz dessas forças são particularmente avançadas. Materiais de alta tecnologia, sistemas de controle por computador de ponta e design inovador tornam esses sistemas viáveis em aplicações do mundo real.

- **Volante de inércia:** Um volante é capaz de capturar energia de fontes de energia intermitentes ao longo do tempo e fornecer um fornecimento contínuo de energia ininterrupta à rede. Os volantes também são capazes de responder aos sinais da rede instantaneamente, fornecendo regulação de frequência e melhorias na qualidade da eletricidade. Algumas das principais vantagens do armazenamento de energia do volante são baixa manutenção, longa vida útil (alguns volantes são capazes de mais de 100.000 ciclos de descarga de profundidade total e as configurações mais recentes são capazes de ainda mais do que isso, mais de 175.000 ciclos de descarga de profundidade total). Os volantes podem preencher a lacuna entre a potência de curta duração e o armazenamento de energia a longo prazo com excelentes características cíclicas e de acompanhamento de carga. Os FESS (*Flywheel energy storage systems*) são especialmente adequados para várias aplicações, incluindo qualidade e confiabilidade de energia de serviços elétricos, autonomia enquanto os grupos geradores são iniciados para backup de longo prazo, regulação de área, regulação de área rápida e resposta de frequência. (ESA, 2021)

- **Armazenamento de energia de ar comprimido (CAES):** Baseado na tecnologia convencional de turbinas a gás e usa a energia potencial elástica do ar comprimido. A energia é armazenada comprimindo o ar em uma caverna hermética de armazenamento subterrâneo, sob condições de alta pressão e posteriormente, quando a eletricidade é requerida, libera este ar através de um gerador acoplado a uma turbina. Durante os períodos de baixa demanda de consumo, o excedente de energia aciona uma unidade de motor/gerador reversível, que por sua vez aciona uma cadeia de compressores, que irão comprimir ar em um local de armazenamento, como em cavernas, instalações subterrâneas ou tanques de armazenamento. A energia, então é armazenada sob a forma de ar a alta pressão (GIOVINETTO; ELLER, 2019). Nos momentos de maior consumo elétrico, o ar comprimido armazenado é direcionado até um conjunto gerador no qual ele é enriquecido pela injeção de gás natural ou um outro combustível pulverizado, e, com a queima, a energia gerada é captada pelas turbinas. O calor residual pode ser reciclado por uma unidade de recuperação (BUENO e BRANDÃO, 2017). Entre as vantagens do CAES pode-se destacar que o período de armazenamento pode ultrapassar um ano e, o pouco tempo necessário para pôr o sistema em funcionamento (entre 7 e 15 minutos). A eficiência da tecnologia CAES varia de 48% nos antigos projetos até 75% nos projetos atuais. Estes sistemas são vantajosos para fins de armazenamento em grande escala porque normalmente variam de 50 MW a 300 MW de potência. A principal desvantagem está na dependência geológica para a correta operação do sistema, a necessidade de uma caverna subterrânea e sua dependência de combustíveis fósseis. (GIOVINETTO; ELLER, 2019). Existem apenas duas usinas deste tipo, uma nos EUA no estado do Alabama, Mc Intosh com 110 MW e outra na Alemanha, Huntorf com 290 MW (ESA, 2021).

2.1.4 Hidrogênio

Considerado uma fonte promissora e limpa de armazenamento de energia, o hidrogênio pode ser produzido ou extraído de materiais como o carvão, gás natural, biomassa. Segundo o *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy*, 95% de todo o hidrogênio produzido vêm do gás natural (EERE, 2022).

A eletricidade pode ser convertida em hidrogênio por eletrólise. O hidrogênio pode então ser armazenado e eventualmente re-eletrificado. A eficiência atualmente é menor do que outras tecnologias de armazenamento. Apesar dessa baixa eficiência, o interesse no

armazenamento de energia de hidrogênio está crescendo devido à capacidade de armazenamento muito maior em comparação com baterias (pequena escala) ou hidrelétricas bombeadas e CAES (grande escala). Pequenas quantidades de hidrogênio (até alguns MWh) podem ser armazenadas em vasos pressurizados, ou hidretos metálicos sólidos ou nanotubos podem armazenar hidrogênio com uma densidade muito alta. Quantidades muito grandes de hidrogênio podem ser armazenadas em cavernas de sal subterrâneas construídas de até 500.000 metros cúbicos a 2.900 psi, o que significaria cerca de 100 GWh de eletricidade armazenada. Dessa forma, períodos mais longos de falhas ou de excesso de produção de energia eólica / fotovoltaica podem ser nivelados. Até mesmo equilibrar as variações sazonais pode ser possível (ESA, 2021).

2.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis - UHR

2.2.1 Conceito

Usinas hidrelétricas reversíveis - UHR são compostas por dois reservatórios localizados em diferentes cotas, seu funcionamento ocorre em dois processos distintos. Durante os períodos de pico de demanda de energia, a água armazenada no reservatório superior é liberada, passando por turbinas que geram energia elétrica, que é transmitida para a rede elétrica como representado na Figura 8. Já nos períodos em que a demanda por energia é menor, a energia elétrica é usada para bombear a água de volta para o reservatório superior, onde fica armazenada até que seja necessária novamente, esquematizado pela Figura 9 (RAIMUNDO, 2019).

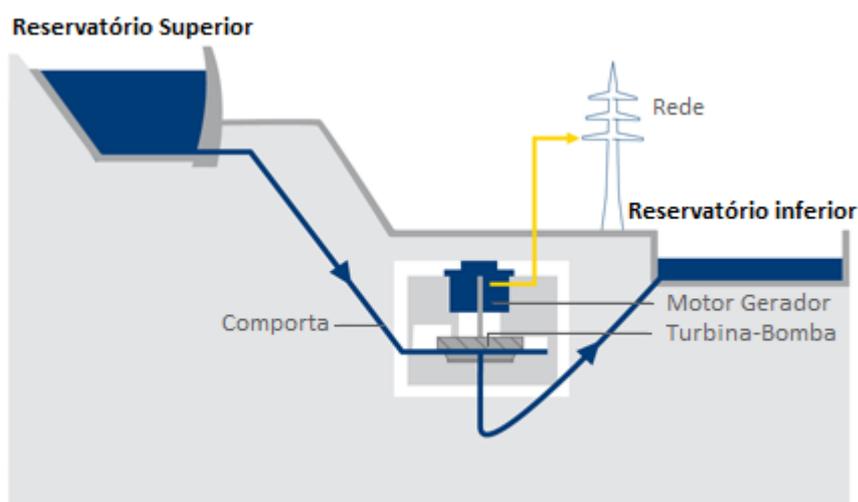


Figura 8 – UHR em fase de produção

Fonte: Adaptado de VOITH (2012)

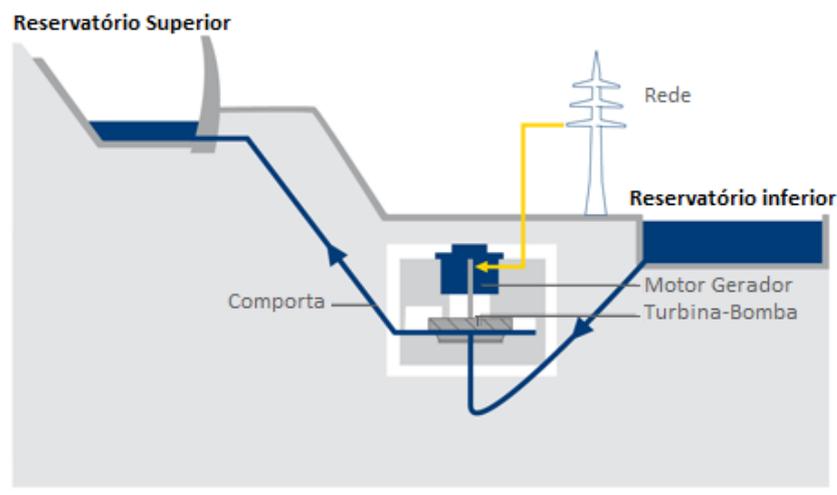


Figura 9 – UHR em fase de armazenamento

Fonte: Adaptado de VOITH (2012)

Dentre os sistemas de armazenamento de energia existentes no mercado ou em desenvolvimento por centros de pesquisa, as usinas reversíveis ocupam um importante lugar no mercado devido à sua competitividade técnica e econômica. A usina reversível é a tecnologia com menor investimento por capacidade instalada, de maior vida útil, com a melhor estabilidade e tecnologia mais madura e prática dentre as formas de armazenamento de energia em larga escala (KONG et al, 2017; SILVA & PARENTE, 2018).

Como UHR têm a capacidade de produzir potência complementar, atender aos picos de demanda e potencializar o uso dos sistemas de transmissão, poderão favorecer para o equilíbrio entre a demanda e a geração do SIN. Por se tratar de uma nova solução tecnológica, não existem definições ou regras no marco regulatório quanto à contratação e remuneração dos investimentos para a implantação desses projetos no Brasil (CASTRO *et al.*, 2018).

As UHR são reconhecidas pela presença de mecanismos de armazenamento de energia para uso futuro em períodos de pico de demanda, são mais maduras, com maior capacidade de armazenamento. Segundo estatísticas do banco de dados de projetos de energia operacional global 2020Q1 da *China Energy Storage Alliance* (CNESA, 2020), até o final de março de 2020, a capacidade do projeto de armazenamento de energia de operação global totalizou 184,7 GW, um crescimento de 1,9% em comparação ao ano de 2019. Como pode ser observado na Figura 10, UHRs fornecem cerca de 93% da capacidade de armazenamento de energia mundial (171,03 GW) de todas as formas atualmente instaladas, em seguida, eletroquímicos 5,2% (9,6

GW). Entre os sistemas de armazenamento eletroquímicos, as baterias de íon-lítio representaram a maior capacidade instalada de 89% (8,5 GW) (CNESA, 2020).

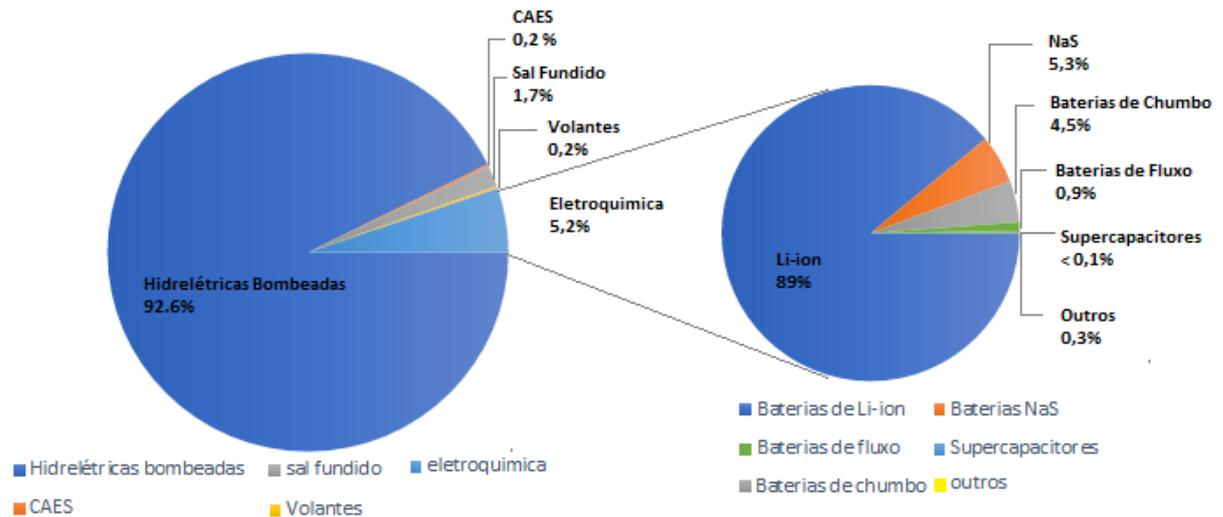


Figura 10- Capacidade operacional total global de projetos de armazenamento (MW)

Fonte: CNESA (2020)

Nas últimas décadas, a tecnologia das UHR se desenvolveu muito em termos qualitativos. A sua última geração já está equipada com uma velocidade variável da turbina, o que apresenta uma vantagem muito significativa por poder ser regulada a cerca de 20% da sua capacidade em modo de bombeamento, permitindo acompanhar as variações de carga e o fornecimento intermitente de geração de energia renovável. Além disso, a velocidade variável também facilita a transição rápida entre os modos de bombeamento e geração. Essa flexibilidade, associada com grande capacidade de armazenamento, permite que os operadores da rede gerenciem a alta taxa de penetração de energia variável e as equilibre com base nas mudanças na carga (CANALES *et al.*, 2015).

2.2.2 Histórico

A primeira UHR do mundo em operação foi instalada em Zurique em 1890, na década de 1930, as UHR estavam difundidas em todo o mundo, atingindo seu ápice construtivo. Em 1939 foi instalada a primeira turbina reversível do mundo, no estado de São Paulo, na Usina Elevatória de Pedreira (MIRSAEIDI ET AL., 2012).

De acordo com Ming et al. (2013), a implantação das UHR na China ocorreu de forma mais significativa após as reformas e crescimento econômico a partir da década de 2000. O

amadurecimento e inserção das UHR em cada mercado aconteceu sob diferentes estratégias e motivações, seguindo uma prática que envolve, entre outras coisas, a atratividade técnica e econômica diante as outras alternativas e demandas de cada sistema, conforme matriz elétrica, comportamento da carga, disponibilidade e variabilidade de recursos energéticos e capacidade de transmissão.

A introdução das fontes solar e eólica estabelecem um novo papel e maneira de operação das UHR existentes, vistas como meio importante para garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica na transição energética. Esse cenário também estimulou um novo interesse mundial pela implantação de novas usinas reversíveis e tecnologias de armazenamento (EPE, 2021b).

2.2.3 Classificação das UHR

Os principais parâmetros a serem considerados em um projeto de UHR são: o tamanho dos reservatórios superior e inferior (se houver), a altura da queda d'água e a vazão bombeadas e turbinadas. Ao determinar o tamanho do reservatório, deve-se prestar atenção às condições topográficas, às características do sistema elétrico e à sua capacidade de armazenamento de energia projetada (PINHEIRO, 2016). Existem diferentes tipos de usinas reversíveis, com algumas possíveis variações. Os detalhes de cada instalação são influenciados pelas características existentes em cada local. O EEG (2012) identificou três tipos principais, sendo eles:

I- Circuito Fechado

A UHR com circuito fechado, esquematizada pela Figura 11, abrange dois reservatórios, ambos não estão conectados a um curso d'água. Os dois reservatórios podem ser lagos artificiais ou modificados, sendo mais comum um dos reservatórios artificial e o outro um lago já existente. A usina reversível de Turlough Hill, Irlanda representada pela Figura 12 é um exemplo típico de circuito fechado, na qual o reservatório inferior é um lago modificado e o superior um reservatório artificial.

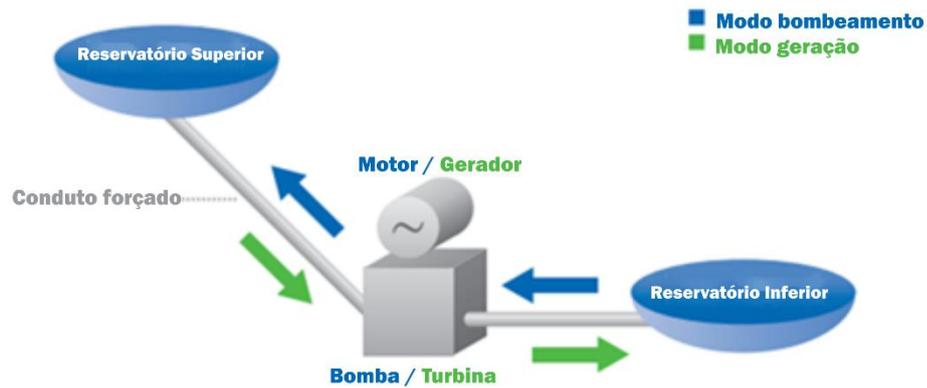


Figura 11– Esquema de Usina Reversível com Circuito Fechado

Fonte: EEG (2012)



Figura 12 – UHR de Turlough Hill, Irlanda

Fonte: ESB (2017)

II - Circuito Semi aberto

A UHR com circuito semiaberto, esquematizado pela Figura 13, é constituído de um reservatório artificial, sendo que o outro faz parte de um curso d'água. Usinas reversíveis marinhas são um exemplo de circuito semiaberto empregando o oceano como reservatório inferior. A usina reversível de Goldisthal, Alemanha, representada na Figura 14, é um exemplo deste tipo de circuito, onde o reservatório superior é artificial e o inferior é parte do sistema do rio Schwarza.

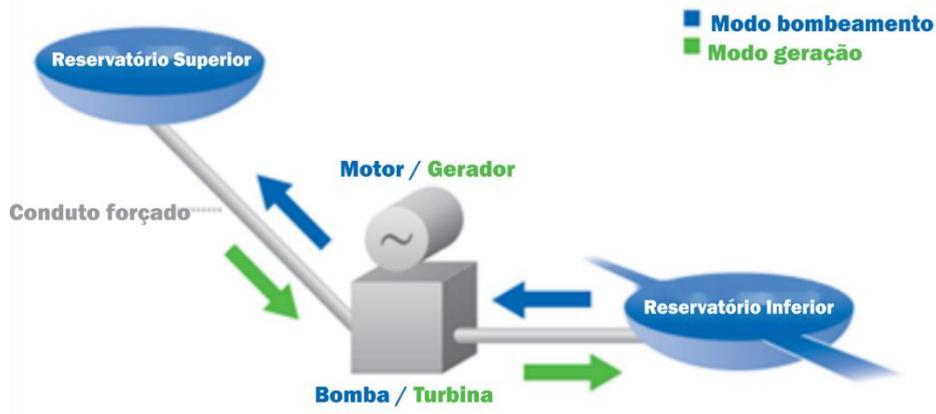


Figura 13– Esquema de Usina Reversível com Circuito Semiaberto

Fonte: EEG (2012)



Figura 14- UHR de Goldisthal, Alemanha

Fonte: GERTLOFF (2021)

III- Circuito Aberto

Em UHR com circuito aberto, esquematizado pela Figura 15, ambos os reservatórios são conectados a sistemas de rios. O sistema mais comum de circuito aberto é denominado “*pumpback*”, ou, bombeamento reverso, construído em um único rio. Quando a vazão do rio é suficiente o sistema opera como uma usina hidrelétrica convencional. Os sistemas de “*pumpback*” são frequentemente criados através de readaptação de usinas hidrelétricas

convencionais já existentes (EEG, 2012). A usina de Thyssavros – Grécia (Figura 16) é um exemplo de UHR de Circuito aberto.

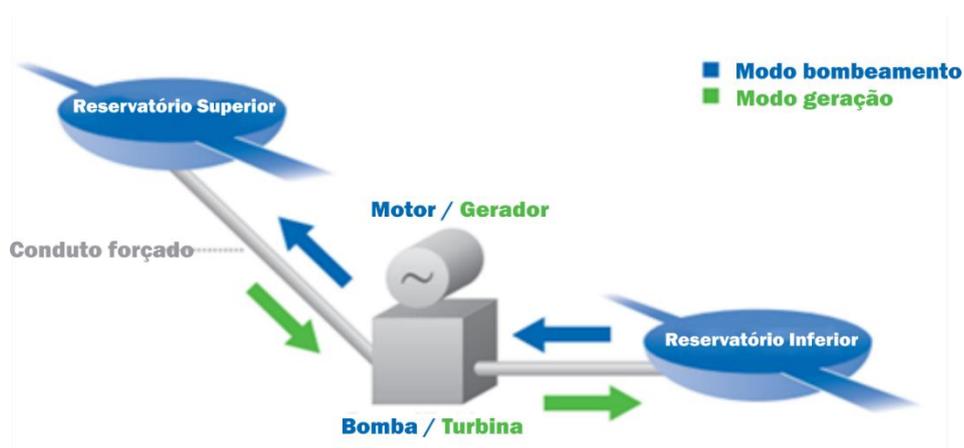


Figura 15– Esquema de Usina Reversível com Circuito Aberto

Fonte: EEG (2012)



Figura 16– Usina Reversível de Thyssavros, Grecia

Fonte: PESSÔA (2018)

Outra especificação que deve ser considerada é a eficiência da operação da usina. Pinheiro (2016) afirma que a eficiência de operação de uma UHR é a relação entre a energia gerada e energia consumida por esta em um ciclo de operação. A Tabela 4 apresenta os diversos tipos de UHR disponíveis e o período em que cada tipo de ciclo de armazenamento reversível é utilizado.

Tabela 4- Classificação de UHRs quanto ao critério de operação

Operação	Tipos de UHR			
	Plurianual	Sazonal	Semanal/ mensal	Diária
Bombeamento	Excedente anual de geração hidrelétrica; Baixa demanda hídrica anual; Menor demanda média anual de energia; excedente anual de disponibilidade hídrica.	Baixa demanda de energia; Alta geração de energia hidrelétrica nas estações chuvosas; Alta geração de energia solar no verão e em épocas de vento, eólica.	Demanda de energia menor nos finais de semana; Alta geração eólica (dias de vento) e solar (dias de sol); Semanas ou mês com chuvas intensas	Durante a noite, quando a demanda de energia diminui; durante o dia, quando há geração de energia solar
Geração	Déficit anual na geração hidrelétrica; maior demanda anual de energia; Alta demanda hídrica anual; Déficit anual de disponibilidade hídrica.	Período seco com baixa geração hidrelétrica; Inverno com baixa geração de energia solar e eólica; Alta demanda por energia.	Demanda de energia aumenta durante a semana; Baixa geração eólica e solar (dias nublados); Semanas ou mês com baixa disponibilidade hídrica	Durante o dia, quando a maior demanda por energia; durante a noite, quando não há geração de energia solar

Fonte: CASTRO, et al. (2018)

2.2.4 Turbinas - Bomba

As usinas reversíveis convencionais têm alta performance de funções de ajuste de potência, com isso as atenções se direcionam para o alcance de uma maior ajustabilidade da velocidade variável. A velocidade variável da turbina-bomba possibilita a sua operação em diferentes velocidades, Pessoa (2016) apresenta as seguintes características quanto as usinas reversíveis equipadas com turbinas-bomba:

- **Resposta rápida às demandas de potência:** Geração eólica, fotovoltaica, dentre outras fontes renováveis são consideradas fatores variáveis para uma fonte de suprimento estável de energia, dado que, devido às condições climáticas como a magnitude da insolação e as condições de vento pode alterar sua geração. Auxilia para a estabilização do suprimento de energia através de sua melhor funcionalidade para rápido ajuste de potência durante as operações, tanto no modo turbina como bomba, preenchendo inclusive os “gaps” de suprimento-demanda.

- **Alta eficiência para as operações da turbina:** Quando a bomba opera com velocidade constante, a eficiência ótima da turbina não pode ser alcançada, principalmente durante a geração de energia, já que a turbina-bomba atua simultaneamente como gerador e bomba. No entanto, ao permitir a variação da velocidade, é possível operar mais próximo do ponto de eficiência, ajustando a velocidade conforme necessário.
- **Ajuste de potência durante operações de bombeamento:** A turbina-bomba de velocidade variável aumenta a sua funcionalidade por meio de sua condição para efetuar pequenos ajustes de potência, colaborando desta forma para a estabilidade do suprimento de energia elétrica.

2.3 UHR no cenário Brasileiro

No eixo Rio-São Paulo, com o desenvolvimento industrial brasileiro desde 1930, a energia elétrica passou a ser apontada como fator limitante do desenvolvimento econômico, o que motivou variadas expansões de capacidade nas usinas existentes. Nessa condição, o Brasil construiu as primeiras hidrelétricas reversíveis, investidas por empresas privadas e concessionárias de serviços regionais de energia (EPE, 2021b).

As usinas Pedreira e Traição fazem parte do complexo Henry Borden, no Estado de São Paulo, com o objetivo principal de bombear água do Rio Pinheiros para o reservatório Billings, possibilitando a produção de energia na Usina Hidrelétrica de Henry Borden, localizada em Cubatão. Além de gerar energia, o Reservatório Billings opera desde 1958 para outros usos, como abastecimento público, controle de cheias, lazer, dentre outros. Para manter a qualidade do abastecimento de água à região metropolitana de São Paulo, desde 1992 o bombeamento do Rio Pinheiros para o reservatório Billings é consentido unicamente para controle de enchentes, em conformidade com a regulamentação (Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, de 04/10/1992, atualizada pela Resolução SMA-SSE-02, de 19/02/2010) (EPE, 2021b).

- Usina Elevatória de Traição: Concluída em 1940, sua finalidade era reverter o curso do Canal de Pinheiros e encaminhá-lo para a Usina Elevatória da Pedreira e depois para o Reservatório Billings.
 - Potência total: 22MW (distribuídos da mesma forma entre as unidades, que são capazes de funcionar como geradores de energia e como unidades de bombeamento).

- Capacidade de bombeamento: 280m³/s elevando as águas em aproximadamente de 5 metros (LIMA, 2012).
- Usina Elevatória de Pedreira: Concluída em 1939 possui hoje sete unidades geradoras reversíveis e uma unidade de bombeamento com uma potência elétrica total de 100MW de energia elétrica dedicadas ao bombeamento das águas do Canal Pinheiros, lançando-as no Reservatório Billings (LIMA, 2012).
 - Capacidade de bombeamento: 395m³/s (elevando as águas em cerca de 25m).
- Usina elevatória Edgard de Souza: Erguida em 1902, a usina Edgard de Souza passou por sucessivas ampliações até atingir, em 1916 a potência de 16MW. No ano de 1955 foi transformada em uma estação de bombeamento, incluindo a instalação de uma unidade reversível (14MW), sendo desativada em 1984 por considerações ambientais. Sua unidade reversível foi transferida para a Usina Elevatória de Pedreira e as antigas estruturas modificadas para aumentar a capacidade de escoamento do rio Tietê (EPE, 2021b).
- Usina elevatória de Vigário: Inaugurada em 1952 compreende o complexo Lajes, no estado do Rio de Janeiro. Seu papel principal é bombear a água do rio Paraíba do Sul para o reservatório de Vigário, possibilitando a geração na usina de Nilo Peçanha. A operação do complexo de Lajes é também restringida devido ao uso da água para abastecimento à cidade do Rio de Janeiro. (EPE, 2021b)
 - Capacidade de bombeamento: 188,8m³/s.
 - Potência total: 88MW (utilizando quatro turbinas reversíveis de 22MW).

Assim como outros sistemas de armazenamento de energia, as UHR ainda não possuem regulamentação própria no Brasil. Embora o Brasil possua grande potencial hidráulico, a fim de reduzir o impacto ambiental desses aproveitamentos, as novas hidrelétricas têm sido licenciadas sem levar em conta a formação de reservatórios. Melhor dizendo, essas novas usinas não armazenam água e funcionam usando a vazão natural dos rios, as chamadas usinas a fio d'água. Sem a possibilidade de armazenamento, o funcionamento eficiente das hidrelétricas se tornou dependente de um regime favorável de chuvas.

O Brasil possui grande potencial hidráulico e usinas hidrelétricas já existentes, é instintivo que se queira utilizar as UHE como forma de garantir a continuidade do fornecimento de energia, aliada ao conceito de armazenamento por meio de UHR. Diante das projeções

realizadas pelo PDE 2026, a demanda por energia prosseguirá aumentando, acarretando um risco de déficit de potência, representado pela Figura 17. Junto a esse cenário torna-se cada vez mais necessário garantir a confiabilidade do sistema, ressaltando que, o risco de déficit é mais propenso nos momentos de menor disponibilidade hidráulica (BRASIL, 2017).

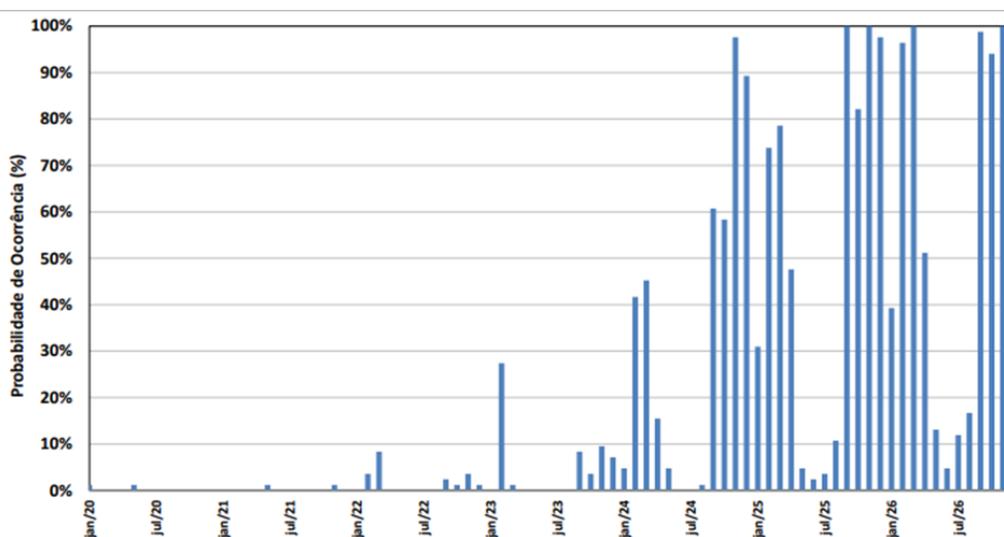


Figura 17- Risco de Déficit de Potência na Expansão para o Atendimento

Fonte: Brasil (2017)

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE elaborou as ferramentas GeoUHR I e GeoUHR II, ambas dentro do software ArcGIS, habilitadas para identificar e mapear os locais topograficamente favoráveis à implantação de UHR, de forma automática visando uma busca ordenada e uniforme de locais com melhor sinergia para os reservatórios em uma área específica de interesse e considerando as facilidades proporcionadas pelos geoprocessamentos realizados nos programas de Sistema de Informação Geográfica (SIG). A partir dos resultados, é efetuado o diagnóstico das opções mapeadas, avaliando outros aspectos específicos da área, confirmando a potencialidade do local para implantação da UHR, e então definir o arranjo geral e efetuar o pré-dimensionamento das obras e equipamentos (EPE, 2021c).

- GeoUHR I: identifica locais para UHR de circuito aberto e semiaberto, em que os dois ou um dos reservatórios são formados pelo barramento de cursos d'água.
- GeoUHR II: identifica locais para UHR de circuito fechado, em que os dois reservatórios estão fora de cursos d'água.

2.4 Características do Sistema Interligado Nacional - SIN e as Usinas Hidrelétricas Reversíveis - UHRs

O Brasil vem estudando recentemente as perspectivas para implantação e inserção das UHR ao Sistema Interligado Nacional objetivando a utilização destas usinas para melhoria do equilíbrio entre produção e consumo de energia elétrica, promovendo a integração de energias renováveis intermitentes ao sistema, além tornar sua implantação mais favorável para investidores. Para tal, a ANEEL vem investigando subsídios para formatar a regulamentação específica para este tipo de usina (BRANDÃO, 2021a).

O Brasil possui um sistema elétrico interligado, apresentado na Figura 18, no qual o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS responsável pela gestão busca compensar essa diferença transmitindo energia de uma região para outra por meio de longas linhas de transmissão. Mas essa transferência tem limitações físicas. Por isso, o país também investe em termelétricas para criar reservas de energia. Portanto, para minimizar o impacto ao meio ambiente, o fato de as novas hidrelétricas não possuírem mais reservatório, ausência essa que deve ser compensada pela termelétrica, que queimará gás natural, diesel, carvão ou óleo combustível quando acionadas (RAIMUNDO, 2019).

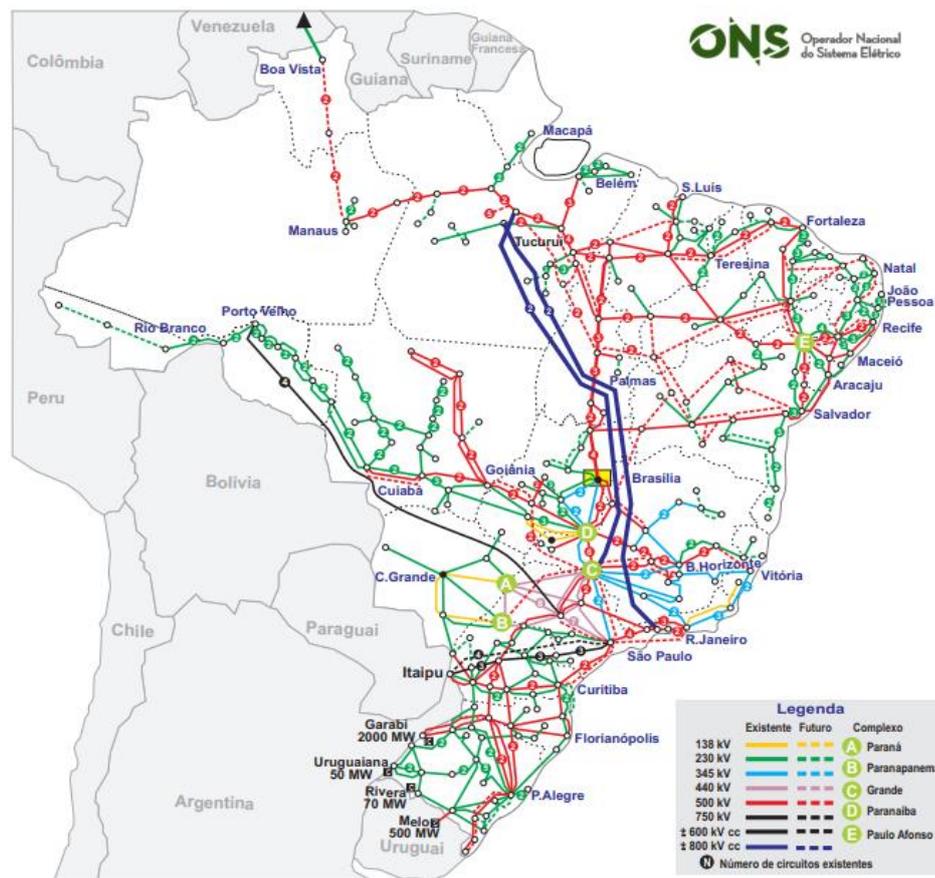


Figura 18- Mapa do Sistema de transmissão horizonte 2024

Fonte: ONS (2021)

Neste cenário, as usinas hidrelétricas reversíveis surgem como uma viável solução à redução da capacidade de armazenamento energético e à insegurança de abastecimento do sistema elétrico nacional. As UHR já vêm sendo aplicadas em diversos países, dentre os quais se destaca a China, com a maior capacidade instalada de UHR a nível mundial. No entanto, tanto no Brasil quanto na América Latina, sua aplicação ainda é considerada uma tecnologia recente, se tornando necessário estudos de viabilidade para sua inserção nos sistemas operacionais elétricos e aperfeiçoamentos regulatórios específicos (CASTRO, 2018).

As UHR são uma solução importante para a expansão do Sistema Interligado Nacional, perante as perspectivas de elevado crescimento de energias renováveis não controláveis, principalmente a geração eólica e solar, e de redução da participação das usinas hidrelétricas. Contudo, o Brasil ainda não possui um arcabouço regulatório que viabilize e incentive os investimentos em tal tecnologia e qualquer alteração na regulação necessita que a viabilidade econômica das UHR para a expansão do SIN seja estipulada (BRANDÃO, 2021).

A inserção de UHR no SIN pode trazer uma sequência de benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro, tendo em vista sua capacidade de gerar potência complementar, de atender à demanda de ponta e de potencializar o uso do sistema de transmissão. Complementando, a operação de usinas hidrelétricas reversíveis sazonais apresenta, além das vantagens já mencionadas anteriormente, a capacidade de regularização da cascata local e a redução de vertimentos à jusante e de vertimentos turbináveis em cascatas remotas. Nestes termos, as UHR podem contribuir de forma direta e eficiente para o equilíbrio dinâmico entre a carga e a geração do SIN (CASTRO, 2018)

Brandão et. al (2021) apresenta um resumo dos resultados do estudo realizado no âmbito do Projeto de P&D da ANEEL, onde as UHR foram consideradas como uma alternativa à expansão do sistema na década de 2030, empregando um modelo integrado de planejamento da expansão e da operação do sistema. A modelagem foi realizada no software Plexos e procurou uma configuração ótima para o SIN, no fim da década de 2030, cujo horizonte temporal dilatado se justifica por duas razões.

O início da construção de UHRs no país depende primeiramente do amadurecimento do marco regulatório e, posteriormente, do efetivo desenvolvimento de pesquisas que definam o objetivo e as características dos projetos concedidos aos investidores. Com a evolução do sistema elétrico e as mudanças na matriz de geração observadas nos últimos anos, conforme mostra a Figura 19, o sistema pode demandar recursos compatíveis com atributos de UHR no futuro, como recursos relacionados à flexibilidade. Complementando, se analisarmos os gráficos representados pela Figura 20 e Figura 21 pode-se notar o crescimento do consumo de

energia elétrica e do Produto Interno Bruto - PIB, destacando a forte correlação entre a atividade econômica e o consumo de energia, sendo que esta última quadruplicou nos últimos anos, enquanto a primeira triplicou, logo fica evidente que o crescimento do consumo de energia é maior que o PIB.

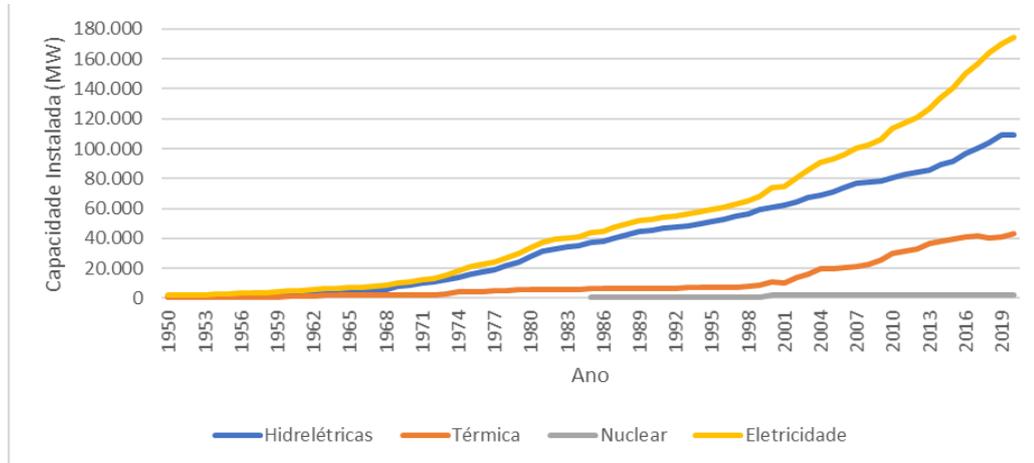


Figura 19 - Evolução do sistema elétrico - Capacidade Instalada

Fonte: Ipeadata (2021)

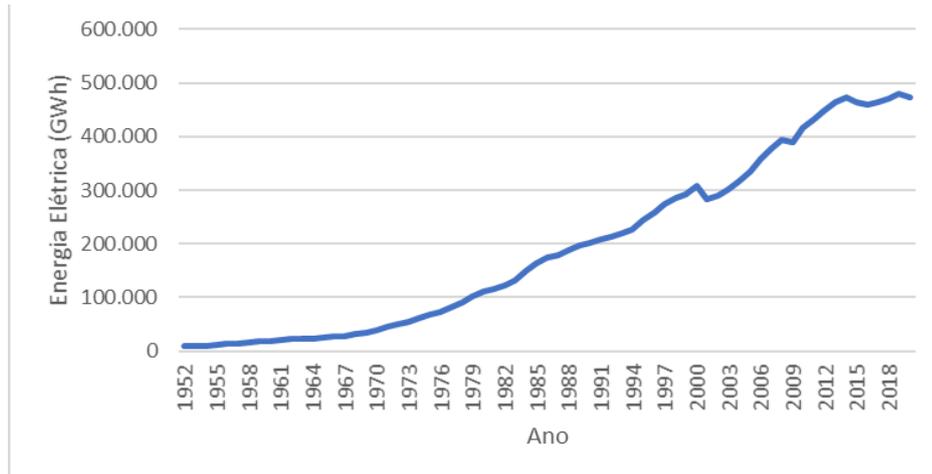


Figura 20- Consumo de Energia elétrica – Brasil

Fonte: Ipeadata (2021)

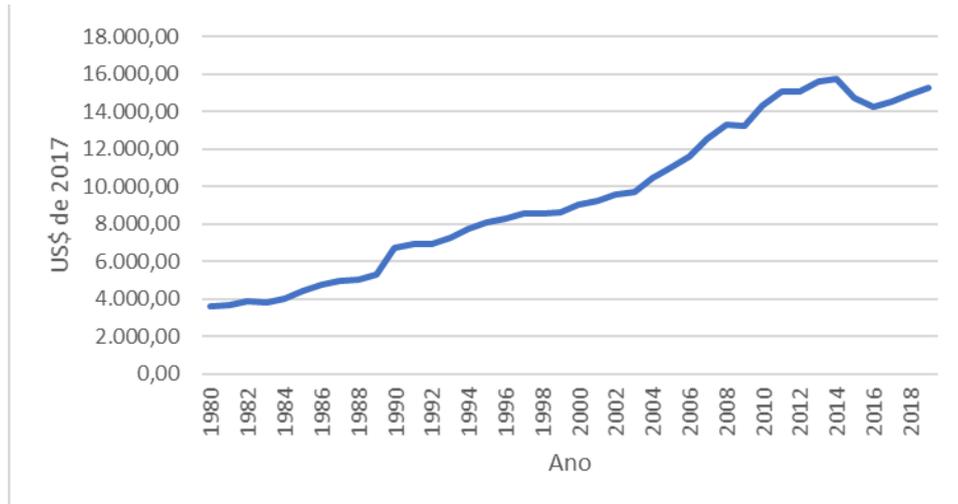


Figura 21- Crescimento do Produto interno bruto (PIB): per capita

Fonte: Ipeadata (2021)

Associado a este fato tem-se uma crescente variabilidade de demanda com o passar do tempo. A Figura 22 retrata a máxima demanda semanal nos últimos 20 anos (ONS, 2022a) e como este fato tem dificultado o despacho na ponta de consumo, dado que nos anos iniciais a partir de 2003 possuía-se uma variabilidade de aproximadamente 10% contra 35% atualmente.

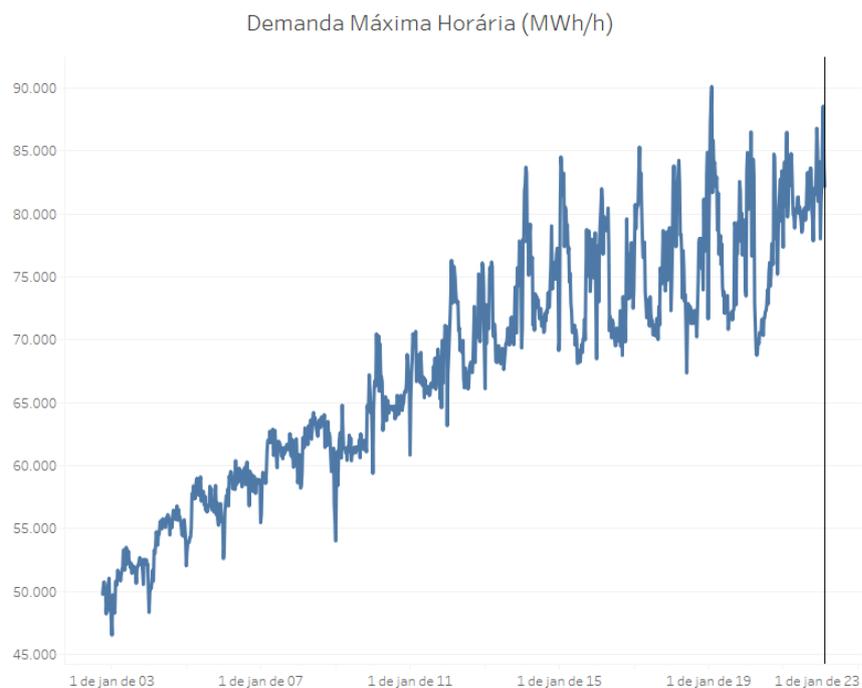


Figura 22 - Máxima demanda semanal nos últimos 20 anos

Fonte: ONS (2022a)

Não obstante, a Figura 23 mostra de maneira evidente que a crise hídrica alterou o cenário de custo marginal de operação de forma drástica, com potencial de tornar muitos empreendimentos a respeito das reversíveis viáveis economicamente.

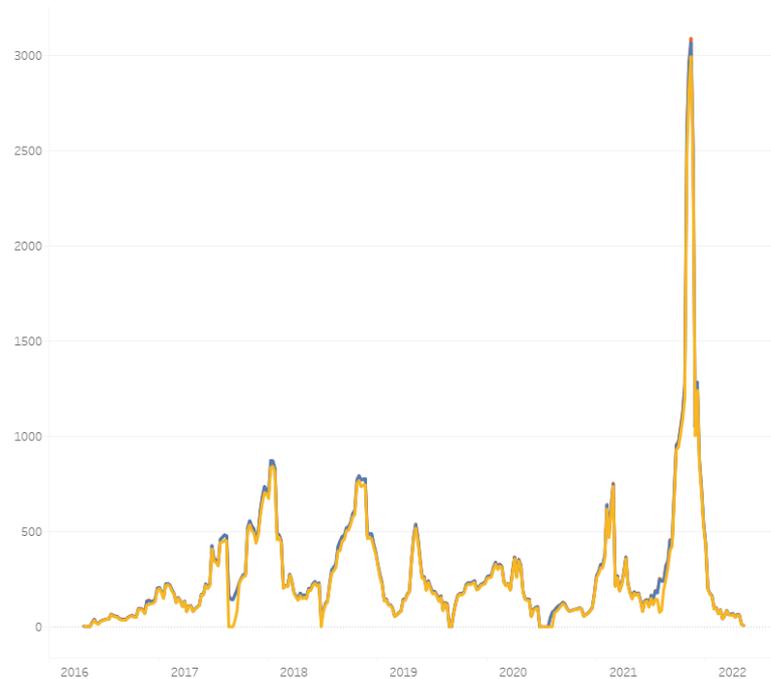


Figura 23 - Custo Marginal de Operação (CMO) Patamar de carga por Subsistema

Fonte: ONS (2022b)

Conforme descrito no item 1.1, grande parte da expansão da geração de energia serão por meio de fontes intermitentes, e ela poderá ser alcançada com recursos disponíveis sem subsídios, levantou-se algumas questões norteadoras: (i) crescimento das fontes de energias renováveis; (ii) primordialmente por fonte não despachável; (iii) disparidade entre a curva diária de carga mesmo com sinal de preço. O argumento está pautado no estudo da EPE (2016) sobre a projeção da evolução da energia gerada fotovoltaica distribuída, como apresenta a Figura 24.

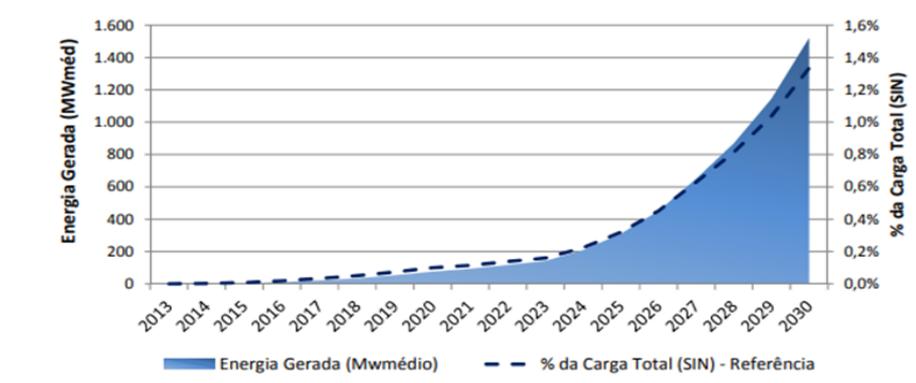


Figura 24- Projeção de geração de energia Fotovoltaica Distribuída

Fonte: EPE (2016)

Já a Figura 25 representa o crescimento real de Energia injetado pela fotovoltaica, dados extraídos da ABSOLAR (2022). Observa-se que há grande divergência da projeção quanto aos dados reais.

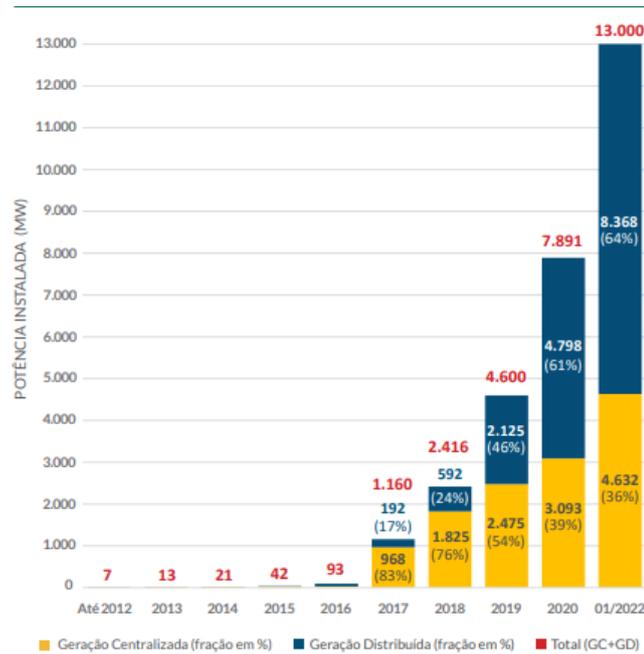
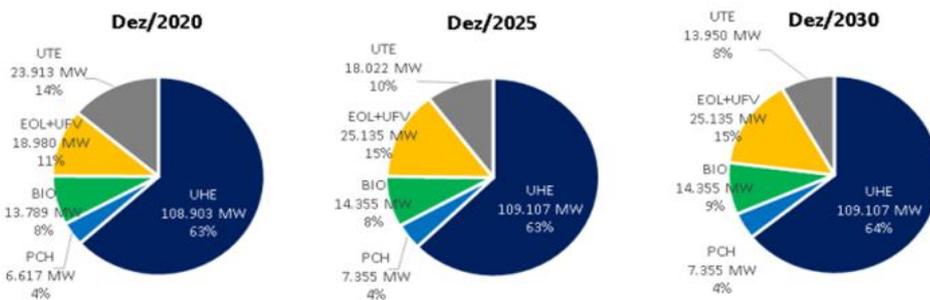


Figura 25- Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ABSOLAR (2022)

A Figura 26 indica a Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN. Nota-se que a participação hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada, já para as fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada um crescimento relevante que, juntas, correspondem a aumento de 4%.



Nota: (1) O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

(2) Cerca de 90% do total incidido no gráfico por biomassa é por composto por usinas desta fonte, mas também estão contabilizados neste montante pequenas termelétricas que podem utilizar outros combustíveis.

A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula.

Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Figura 26- Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN

Fonte: Brasil (2020)

Considerando as falhas da projeção anterior, elaborada pela EPE em 2016, a penetração de energia fotovoltaica tende a ser maior que o projetado, implicando em menor capacidade de despacho no futuro, reforçando a necessidade do investimento em tecnologias de armazenamento, como UHR.

2.5 Conceito de Geração Híbrida ao Uso das usinas hidrelétricas reversíveis

Permitir o fornecimento de energia possível de ser despachável através do seu armazenamento é um dos grandes desafios relacionados às fontes de energias renováveis. Margeta e Glasnovic (2011) sugere que embora a característica inerente das fontes renováveis seja a natureza intermitente da geração de energia, elas não são, do ponto de vista da operação do sistema elétrico, consideradas confiáveis, firmes e despacháveis, seu balanço energético ao longo de um período completo (como a cada ano) mostra que a disponibilidade total dessas fontes de energia é competente para atender a demanda.

Se uma UHE está localizada próxima a uma usina fotovoltaica, estas fontes têm a oportunidade de operar de forma combinada, expandindo assim a qualidade de geração, proporcionando vantagens competitivas entre as outras fontes intermitentes. A solução de parques híbridos possibilita maior previsibilidade e tempo de geração de energia (ALENCAR, 2018).

Já Liu et al. (2019) propõem a estratégia ótima de operação do sistema híbrido de energia através do armazenamento hidrelétrico bombeado fotovoltaico (PV-PHS) no mercado de eletricidade. O método de programação quadrática sequencial (SQP) é usado para encontrar a estratégia de operação ideal. Dois dias com vários preços de eletricidade e produção fotovoltaica são selecionados para conduzir a análise de simulação. Além disso, é analisada a influência de diferentes potências nominais da bomba reversível e capacidade do reservatório superior sobre a receita nos dois dias. Quando o preço da eletricidade é baixo, a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico é armazenada no PHS e pode-se comprar eletricidade. A energia armazenada no PHS será vendida quando o preço da eletricidade for alto, melhorando desta forma significativamente a receita para os investidores.

O sistema proposto por Pali e Vadhera (2021) mostrado na Figura 27, é o uso exclusivo de toda a eletricidade fotovoltaica ao longo do dia como fonte de energia primária para o acionamento de seu sistema de bombeamento solar para armazenamento de água; a água vertida é usada para gerar hidroeletricidade continuamente durante o dia e a noite. Enquanto em um sistema fotovoltaico existente (SPV), a eletricidade fotovoltaica é fornecida diretamente para a

carga durante sua operação; e para fins de *backup*, a energia hidrelétrica é armazenada apenas quando a eletricidade fotovoltaica está em excesso.

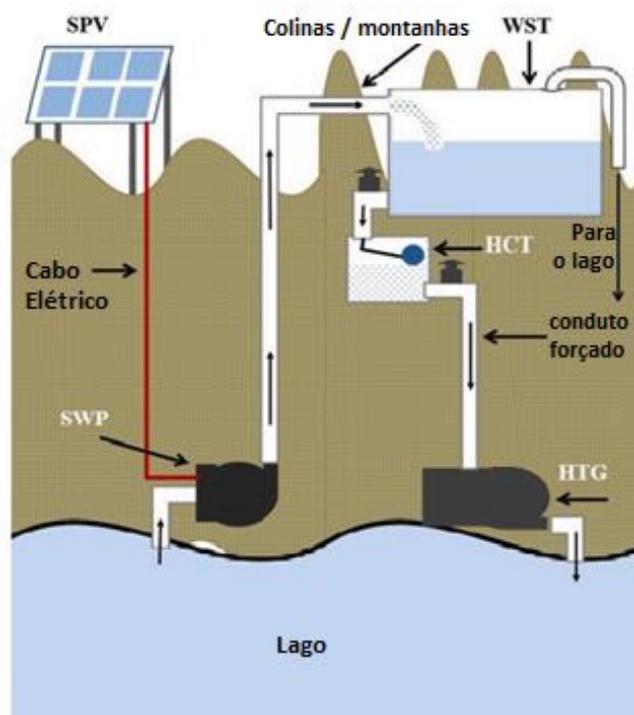


Figura 27- Geração de eletricidade a partir de hidrelétricas usando eletricidade fotovoltaica

Fonte: Pali e Vadhera (2021)

O esquema possui dois tanques de água. O primeiro usado para armazenamento de água necessária para a operação contínua do sistema, denominado *water storage tank* (WST). O segundo é um tanque muito pequeno, denominado tanque de controle de pressão (HCT), que serve como tanque de compensação também no sistema atual. A bomba solar de água diretamente energizada por eletricidade fotovoltaica é denominada SWP, já a Turbina hidráulica acoplada a gerador, HTG, HCT representa o Tanque de controle principal. O sistema proposto é uma boa opção para uma micro-rede isolada para fornecimento de energia limpa às localidades de áreas rurais e remotas, onde a eletricidade ainda não é acessível, entretanto, o sistema também apresenta um bom potencial para integração com a rede nacional.

Simão & Ramos (2020) apresentaram uma técnica baseada em avaliação multicritério para integração de fontes renováveis. A produção combinada de energia hídrica, solar e eólica é analisada para o melhor desafio de flexibilidade, confiabilidade e sustentabilidade de armazenamento de energia. Foi definido um sistema de geração elétrica formado principalmente por tecnologias eólica e solar, com esquemas hidrelétricos de armazenamento bombeado, prevendo quanta energia renovável e capacidade de armazenamento deve ser instalada para satisfazer as soluções de geração. De acordo com os resultados apresentados, o

armazenamento hidrelétrico bombeado em conjunto com energia eólica e fotovoltaica é a solução ideal para que se consiga autonomia energética e aumento de flexibilidade e confiabilidade.

Mensah et al. (2022) propôs a instalação de um sistema de geração através de uma hidrelétrica bombeada (PHS) por meio da geração de fontes renováveis para recuperar progressivamente o nível de água do reservatório da UHE de Furnas (usina Brasileira de 1216 MW). A proposta consiste em utilizar o reservatório já existente como um reservatório inferior, e criando um reservatório superior, no alto de uma montanha localizada às margens de Furnas.

Glasnovic e Margeta (2009) analisam o aproveitamento da energia solar e hídrica. A usina hidrelétrica é utilizada para a produção contínua de energia e a energia solar é utilizada principalmente para a geração de potencial hidrelétrico, ou seja, para armazenamento de água para produção de energia hídrica. A energia solar fotovoltaica é usada para bombear água do nível inferior (reservatório, aquífero, mar, lago, rio) para o nível superior, onde é armazenada no reservatório. A água armazenada é então usada para a produção de energia hídrica de acordo com o potencial hídrico formado na turbina (TG), de onde a água é descarregada no recurso hídrico, representado pela Figura 28. Desta maneira, a mesma água é usada continuamente, fluindo dentro do ciclo hidrológico criado artificialmente. O reservatório e a bomba (MP), ou seja, a turbina, podem ser conectados a um duto, como é o caso da UHR, ou a dois dutos, sendo uma tubulação para bombear água para o reservatório e a outra para levar água para as turbinas.

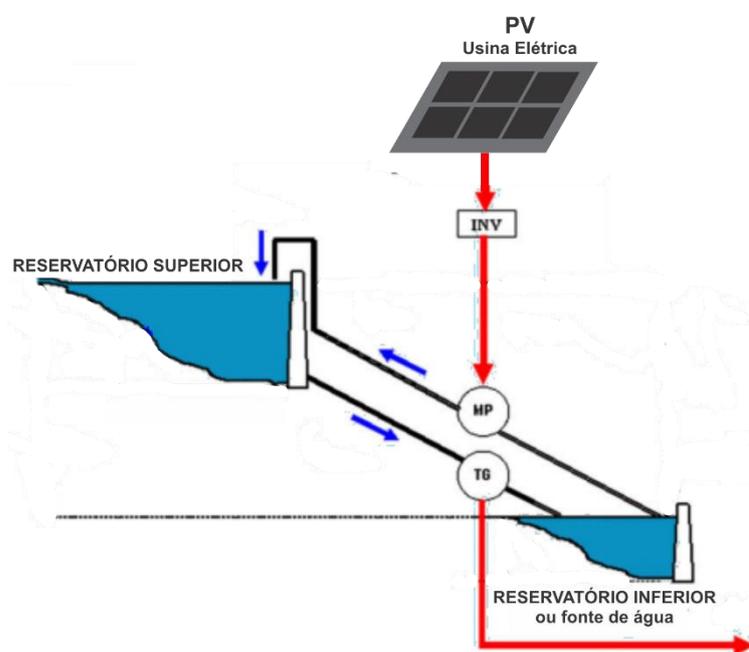


Figura 28- Diagrama de princípio de uma usina PV trabalhando em conjunto com uma UHE

Fonte: Adaptado de Glasnovic e Margeta (2009)

3 ANÁLISE CRÍTICA DA TECNOLOGIA UHR

A análise crítica é sustentada pela metodologia SWOT, onde as siglas significam *Strengths* (forças), *Weaknesses* (fraquezas), *Opportunities* (oportunidades) e *Threats* (ameaças), sendo uma ferramenta muito utilizada na busca por orientações estratégicas. As forças e fraquezas são estipuladas por elementos internos, enquanto as oportunidades e ameaças são ditados por ações externas, possibilitando sistematizar todas as informações possíveis e, após uma análise minuciosa, realizar a tomada de decisão (GONÇALVES ET AL., 2010). A seguir é apresentado a análise referente às Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

3.1 Forças (*Strengths*)

Abordando especificamente de Usinas Hidrelétricas Reversíveis, os benefícios do armazenamento de energia são bastante conhecidos, Zuculin et al (2014) cita alguns deles:

- Suporte à penetração de outras fontes de energias renováveis, como eólica e solar;
- Confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia, possibilitando o uso do estoque de energia disponível a qualquer momento em caso de emergência;
- Controle de potência reativa, correção de fator de potência e controle de tensão
- Alavancagem da carga, adiamento da expansão da geração fazendo melhor uso da capacidade instalada e redução de custos de compra de energia nos horários de pico;
- Monitoramento da carga, UHRs tem a característica de fazer com que a geração acompanhe a variação da carga de forma gradual e contínua
- Apoio à geração distribuída na rede
- Crescimento da eficiência e redução da manutenção nas unidades de geração.

Hunt *et al* (2020) comenta sobre outras vantagens, como:

- Aumento da capacidade de armazenamento energético do Brasil;
- Viabilização da construção de novas hidrelétricas em cachoeiras;
- Aumento da eficiência de armazenamento do país;
- Redução de custos de transmissão de UHEs na Amazônia e viabilizar a construção de novas usinas na Bacia Amazônica.

Complementando, segundo Canales *et al.*, (2015), algumas UHR são capazes de passar da etapa de bombeamento à geração máxima de energia em apenas 2 minutos, e em estado de *stand by* para carga máxima em apenas 12 segundos. Quando as instalações das usinas ocorrem próximas aos centros de consumo evita-se o investimento em linhas de transmissão e, conseqüentemente, reduz as perdas de energia.

3.2 Fraquezas (*Weaknesses*)

Apesar das reconhecidas e numerosas vantagens, como ponto negativo tem-se de fazer a qualificação econômica dos benefícios das UHR, dificultando determinar uma normatização ou embasamento regulatório. O custo de capital ainda é alto, em virtude dos custos com licenciamentos, segurança, eficiência dos projetos e atrasos de construção, diversas vezes associado a problemas técnicos ou dificuldades de financiamento (ZUCULIN *et al.*, 2014).

Também deve-se levar em consideração os impactos ambientais como a migração de peixes, retenção de materiais sólidos e os riscos serem potencialmente expandidos. A construção de UHR são também limitadas por questões geográficas e topográficas, necessitando de características apropriadas como diferenças de cota elevadas entre os reservatórios e uma quantidade considerável de recursos hídricos (Teixeira, 2012).

Em síntese, as UHR dispõem de reservatórios que embora sejam menores do que os de usinas hidrelétricas convencionais, estão instalados em topo de morro, considerados áreas de preservação permanente, o que torna o processo de licenciamento no Brasil é mais complexo (BRASIL, 2012).

3.3 Oportunidades (*Opportunities*)

UHR podem aumentar a disponibilidade hídrica para os múltiplos usos da água e contribuem para descentralizar o armazenamento energético do Brasil, trazendo maior segurança energética. A incorporação de UHRs no SIN pode oferecer uma série de vantagens ao sistema energético brasileiro, isso porque possui a capacidade de gerar potência complementar, de atender à demanda de ponta e de potencializar o uso do sistema de transmissão. A operação de UHRs sazonais apresenta, ainda, a capacidade de regularização da cascata local e a redução de vertimentos à jusante e vertimentos turbináveis em cascatas remotas. Deste modo, as UHRs podem auxiliar de forma direta e eficaz para o equilíbrio dinâmico entre a carga e a geração do SIN (RAIMUNDO, 2019).

3.4 Ameaças (*Threats*)

É de suma importância a ponderação dos riscos em projetos desta dimensão a fim de evitar perdas ou investimentos inadequados em termos monetários e ambientais. Segundo Charoenngam & Yeh, (1999), os riscos mais dominantes podem se dividir nas consecutivas categorias representadas pela Tabela 5:

Tabela 5 – Ameaças quanto as UHR

Construção	Atrasos na construção, demora na elaboração dos projetos e instruções dos órgãos responsáveis, disponibilidade de recursos, danos a pessoas e propriedades
Financeiros e econômicos	Inflação, financiamento, impactos conjunturais nacionais e internacionais
Desempenho	Qualidade dos materiais, erros na execução, disputas laborais, acidentes, produtividade dos trabalhadores
Contratuais e legais	Pagamento de contratos, mudanças nas condições de negociação, quebra do empreiteiro ou proprietário
Físicos	Condições: geológicas, das águas subterrâneas e desastres naturais
Políticas e sociais	Regulação, desorganização pública e questões ambientais

Fonte: Adaptado de Charoenngam & Yeh, (1999)

4. METODOLOGIA

Conforme descrito no item 1.1 , realizou-se o mapeamento da energia e demanda projetada de curto e médio prazo prevista pela EPE e validou-se os dados com a curva de demanda aferida pela ONS, relacionando os dados do planejamento de geração para avaliar a diferença entre a carga e geração, principalmente nos horários de pico de consumo. A partir dessa análise, a metodologia de pesquisa utilizada foi esquematizada na Figura 29 e pode ser descrita a seguir:

01. Mapear quais potenciais reservatórios de UHE poderiam receber um projeto híbrida, através de uma planta fotovoltaica a fim de melhorar o fator de despacho da UHE, evitando assim, novos gastos com subestações (SE), linhas de transmissão e energia transformada. Fatores que contribuíram para a viabilidade técnico econômico do empreendimento.
02. Estudo de aplicação de uma planta fotovoltaica nas potenciais UHE através do cálculo da potência complementar e estudo econômico.
03. Seleção das UHE mais qualificadas a receberem o projeto de hibridização.
04. Avaliação das restrições quanto às vazões sanitárias e potência máxima despachada de curto prazo. Posteriormente será dimensionado o sistema fotovoltaico para essa potência complementar, seguindo da simulação do VPL em função da potência de modo a achar a potência ótima de complementariedade.
05. Estudo de aplicação da UHR para as usinas híbridas que se mostrarem viáveis, utilizando a energia excedente para bombear água de volta ao reservatório superior da UHE, permitindo assim a estabilização dos níveis e atendimento a demanda em horários de pico.
06. Estudo de viabilidade econômica para o projeto de planta híbrida e para a UHR através das métricas TIR, TMA, VPL, PAYBACK e *Levelized Cost of Storage (LCOS)* para definição de como fator preponderante de comparação de investimento.

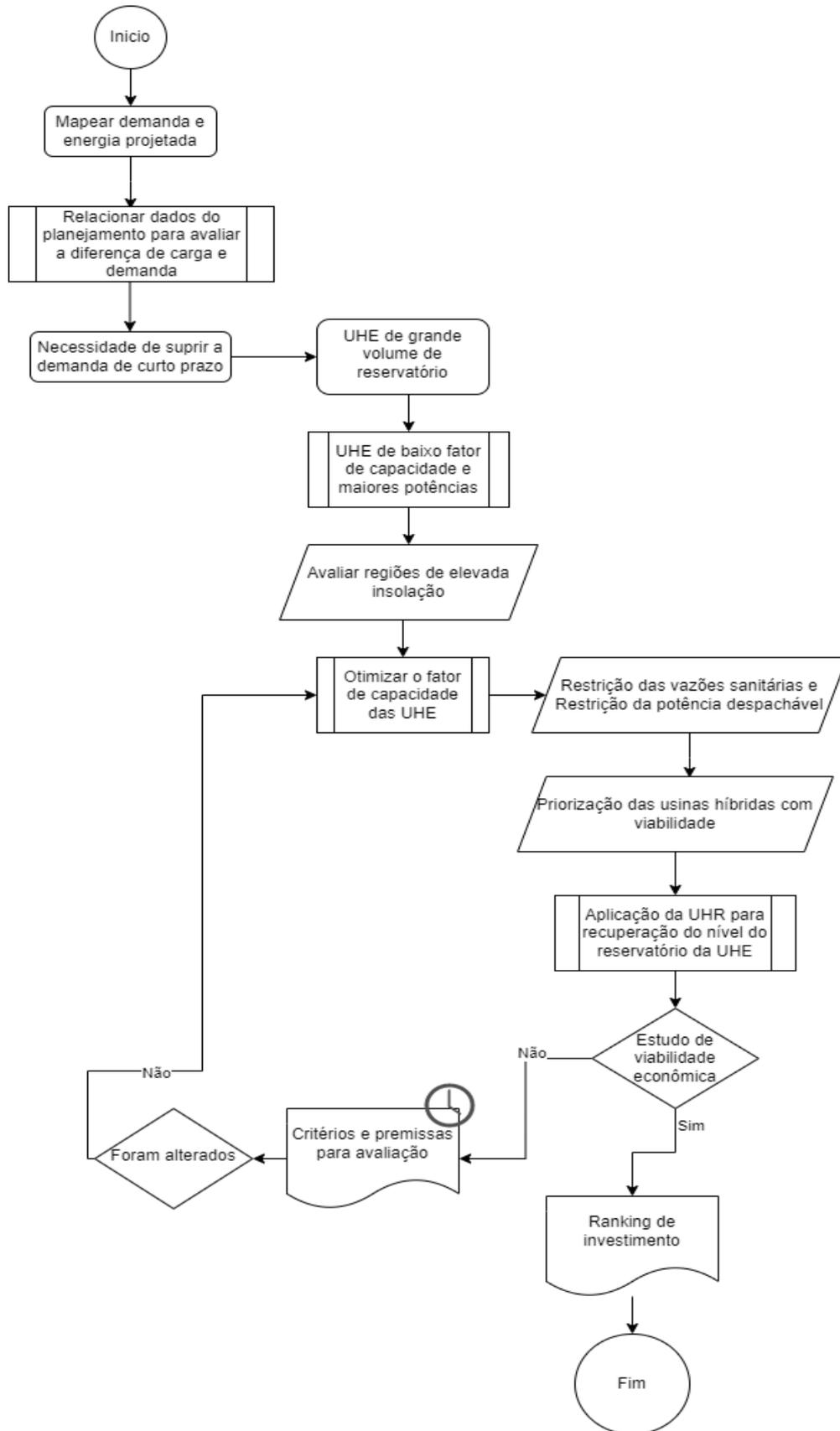


Figura 29- Fluxograma da metodologia

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

4.1 Mapeamento dos potenciais reservatórios de UHE

O Sistema de informações de geração fornece todos os dados sobre Capacidade de geração do Brasil, possibilitando acesso as informações da matriz por fonte. Para o presente estudo se faz necessário a extração de dados quanto a fonte hídrica, sendo eles apresentados na Tabela 6 (ANEEL,2022a):

Tabela 6 - Dados referentes a fonte hídrica

Dados	Unidade
Empreendimentos	UHE
Fase	Operação
Latitude Decimal	
Longitude Decimal	
Sub-Bacia	
Município (s)	
Potência Outorgada	kW
Potência Fiscalizada	kW
Garantia Física	kW
Fator de capacidade	

Fonte: ANEEL (2022a)

Os dados a respeito do Custo do MWh/unidade federativa médio são disponibilizados pela ANEEL (2022b) através dos resultados dos leilões relativos ao setor elétrico, esses valores serão utilizados posteriormente para os cálculos de receita bruta.

4.1.1 Fator de capacidade

Para garantir que a comparação dos benefícios energéticos dos projetos seja feita de forma homogênea sob o ponto de vista dos benefícios de ponta, o dimensionamento de cada projeto é feito considerando um mesmo Fator de capacidade (FC). O fator de capacidade de referência representa a relação entre a soma da energia firme dos aproveitamentos do sistema de referência e a sua respectiva potência de referência (CEPEL, 2007).

Cada fonte de energia possui FCs característicos, mas eles podem variar de acordo com diversos fatores, como localização, porte, eficiência dos equipamentos, disponibilidade da

matéria-prima, o FC característico para UHE é de 50% e das Fotovoltaicas, 21,55% (ENERGÊS, 2020).

A maioria dos painéis solares tem uma eficiência entre 15% e 20%, os painéis de elevada qualidade podem ter mais de 22% de eficiência solar. Será considerado painéis com eficiência de 21%, valor esse de referência dos painéis CanadianSolar (SOLAR, 2020). Para o estudo em questão, as usinas hidrelétricas serão priorizadas para FC abaixo de 0,55 conforme dados fornecidos pela ANEEL (2022a) a fim de se melhorar esse valor. Para o cálculo do fator de capacidade dos painéis fotovoltaicos (FC_{pv}), utilizou-se a Equação 1:

$$FC_{pv} = \frac{Ef_{painel} \cdot Pi_{média}}{Pi_{ideal}} \quad (1)$$

Onde:

Ef_{painel} : Eficiência do painel (0,21);

$Pi_{média}$: Potência Irradiada Média (kWh/m².dia);

Pi_{ideal} : Potência Irradiada Média ideal considerada (4,5)

O novo Fator de Capacidade da UHE hibridizada (FC_h), representado pela Equação 2, é a relação entre a energia gerada pela UHE (GF_{UHE}), somada a energia gerada pela planta PV (PC_{PV}) e a respectiva Potência Fiscalizada (PF_{UHE}).

$$FC_h = \frac{GF_{UHE} + PC_{PV}}{PF_{UHE}} \quad (2)$$

4.1.2 Potência

Potência elétrica ou capacidade instalada de uma usina possui ligação com o seu porte, porém o fato de uma usina ter uma potência 1 MW por exemplo, não significa que ela está o tempo todo entregando 1 MW. A potência instalada significa a medida de máxima energia, o que significa que em um cenário de pico, a usina está operando com um desempenho ótimo. A Tabela 7 apresenta o conceito de Potência Outorgada e Potência Fiscalizada.

Desse modo, a estrutura elétrica que a rede deve suportar é baseada neste pico de energia, contudo, devido às perdas que ocorrem naturalmente no processo de conversão de energia e a indisponibilidade do recurso natural, isso não ocorrerá o tempo todo (ENERGÊS, 2020a).

Tabela 7 - Potência Outorgada x Fiscalizada

Potência Outorgada	Considerada no Ato de Outorga, ou seja, é a potência que a usina foi autorizada à operar. Do mesmo modo, podemos dizer que a potência outorgada é aquela registrada na ANEEL.
Potência Fiscalizada	Ponderada a partir da operação comercial realizada pela primeira unidade geradora e pode aumentar gradativamente. Pode-se dizer que a potência fiscalizada é a do momento de operação

Fonte: Energes, 2020

Dentre os empreendimentos que atendem os critérios de priorização quanto seu fator de capacidade se faz necessário a seleção dos projetos com maiores potências, sendo eles acima de 100 MW, permitindo bons empreendimentos.

4.1.3 Potência complementar

Com base nas gerações históricas de cada usina disponibilizadas pela ONS (2022), é necessário fazer uma média de suas máximas gerações, para então ter-se a Potência Complementar que será a considerada para o projeto. A potência complementar pode ser obtida através da Equação 2:

$$P_C = P_F - M_{max} \quad (3)$$

No qual:

P_C : Potência Complementar

P_F : Potência Fiscalizada

M_{max} : Média das máximas gerações históricas

4.1.4 Dimensionamento Geração Fotovoltaica

4.1.4.1 Índice de Insolação

O Atlas Brasileiro de Energia Solar disponibiliza uma base de dados de radiação solar. O banco de dados utilizado na consulta disponível no SunData é o da irradiação global no plano horizontal que possui informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro com

distâncias em torno de 10 km entre eles (CRESESB, 2022). A seguir serão apresentados detalhes dos dados de irradiação solar disponibilizados:

- **Busca por coordenadas:** O sistema de busca de localidades próximas é realizado através da coordenada geográficas (latitude e longitude) do ponto de interesse. O SunData fornece os dados de irradiação solar para no mínimo 3 localidades disponíveis próximas do ponto em questão. São fornecidos os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.
- **Cálculo da Irradiação no plano Inclinado:** Para cada uma das três localidades selecionadas são também apresentados os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:
 - Ângulo igual à latitude: usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico
 - Ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar: usado quando se deseja a maior geração anual de energia (aplicações de sistemas fotovoltaicos conectadas a rede de distribuição dentro do Sistema de Compensação de Energia, definido pela Resolução Normativa da Aneel n° 482/12).
 - Ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar: usado em situações em que o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia (CRESESB, 2022).

O Brasil possui alto nível de irradiação solar e baixa variabilidade se comparado, por exemplo, com a China e com a Alemanha, países onde a tecnologia fotovoltaica já está bem estabelecida, em estágio muito avançado tanto de pesquisa quanto de instalações (JÚNIOR; SOUZA, 2017). As Figuras 30, 31, e 32, apresentam respectivamente os mapas da Irradiação para os países da China, Alemanha e Brasil.

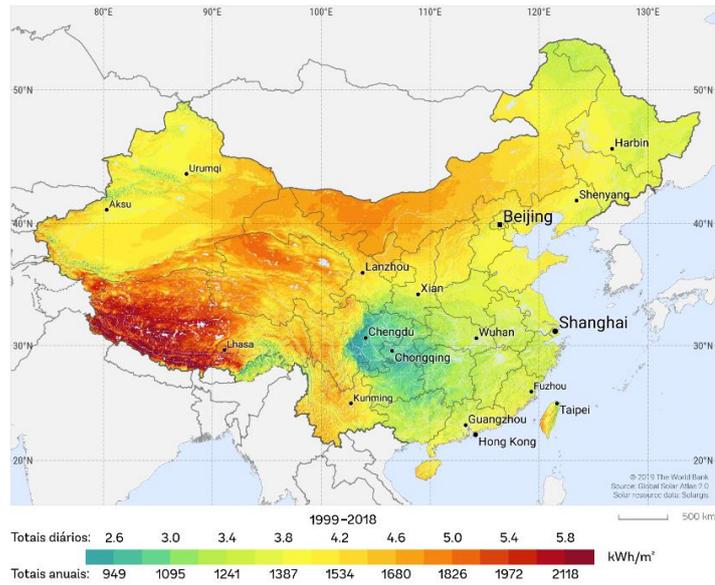


Figura 30 - Irradiação Global Horizontal – China

Fonte: SOLARGIS (2020)



Figura 31 - Irradiação Global Horizontal – Alemanha

Fonte: SOLARGIS (2020)

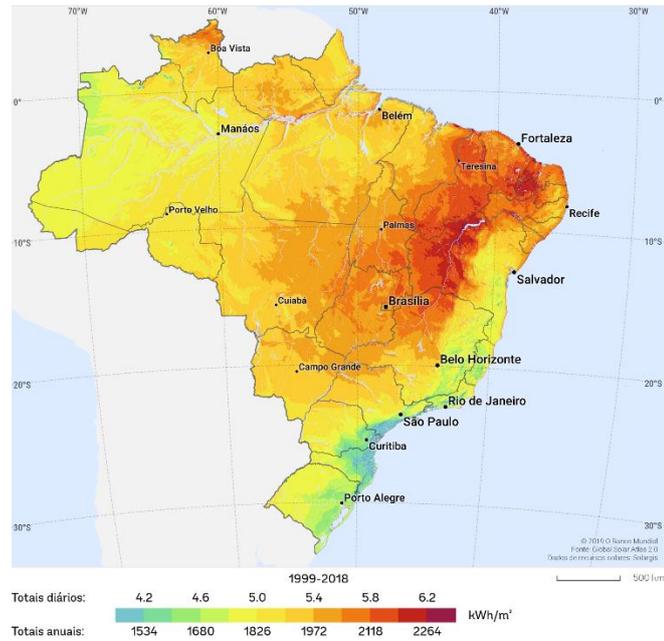


Figura 32 - Irradiação Global Horizontal – Brasil

Fonte: SOLARGIS (2020)

É perceptível que a região Sul do Brasil apresenta características mais similares às encontradas na China e Alemanha. O Brasil por apresentar um potencial energético solar que varia em quase todo seu território de 4,5 kWh/m² a 6,3 kWh/m², se comparado a Alemanha, que recebe 40% menos radiação do que o lugar menos ensolarado do Brasil. Estabeleceu-se como os pontos de maior potencial selecionados para o estudo aqueles que possuem uma Potência Irradiada Média acima de 4,5 kWh/m².dia.

4.1.4.2 Custo de aquisição do terreno

Os valores definidos na Pauta de Valores de Terra Nua (VTN) para fins de Titulação apresentam o custo médio da terra rural obtida pelo Incra para o Programa Nacional de Reforma Agrária (INCRA, 2022). A referência estruturada a partir do custo médio da terra rural obtida pelo instituto é o mais apropriado para fins de cálculo do valor a ser cobrado das áreas em processo de titulação.

O custo do valor da terra nua obtida pela autarquia é apresentado por hectare (mínimo, médio e máximo) por região rural do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (INCRA, 2022). O Custo de aquisição do terreno (CAT) para a implementação da planta fotovoltaica é dada pela Equação 4, no qual se considera 70% de utilização do terreno.

$$CAT = \frac{\left(\left(\frac{G_{pv}}{I_i} \right) \cdot VTN \right)}{TU_T} \quad (4)$$

Onde:

CAT : Custo de Aquisição do terreno;

G_{pv} : Geração complementar fotovoltaica (kWh);

I_i : Irradiação no plano inclinado (kWh.m²);

VTN : Valor de terra nua (R\$/ha);

TU_T : Taxa de utilização do terreno (0,7).

4.1.4.3 Custos de Investimento e de Operação e Manutenção

Segundo o PDE (EPE, 2021a) o Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão, aponta as estimativas de custos das fontes energéticas consideradas como oferta para a expansão de energia, assim como os custos referenciais de expansão das interligações entre os subsistemas. Os valores referentes a fonte fotovoltaica e UHR são apresentados na Tabela 8:

Tabela 8- Parâmetros Econômicos por tipo de oferta

Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência Adotado sem Juros durante a construção [R\$/kW]	O&M [R\$/kW/ano]
Fotovoltaica	20	3000 a 5000	3.000	50
Reversíveis	30	2.400 a 12.000	4.810	70

Fonte: EPE (2021a)

A divisão de custo de um novo projeto hidrelétrico segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2012) é apresentada na Figura 33. O reservatório corresponde por pouco mais de um quarto dos custos totais. A casa de força, eixos e equipamentos eletromecânicos respondem juntos por 30% dos custos totais.

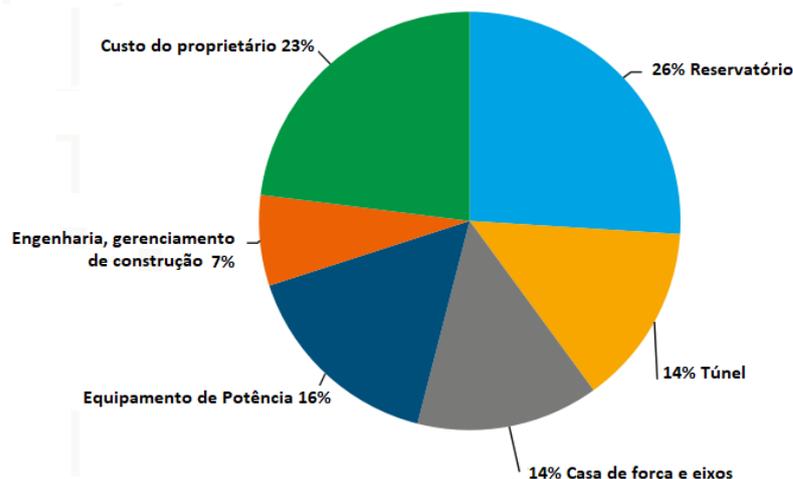


Figura 33 - Divisão de Custos de um Projeto hidrelétrico

Fonte: IRENA (2012)

Complementando, de acordo com o PDE (EPE, 2021a), define-se:

- **Custo de investimento de capital (CAPEX):** compreende todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem juros durante a construção – JDC, tendo como referência o mês de dezembro/2019. Para o presente estudo considerou-se para a geração fotovoltaica o valor de R\$ 3.000,00/kW em razão de não se ter o investimento em subestação e linhas, já para as UHR o valor médio de R\$ 6.500/kW menos 26% em virtude de que o projeto não contempla o dimensionamento de reservatório, o que totaliza no valor de R\$ 4.810,00/kW.
- **Operação e manutenção (O&M):** Representa a soma dos gastos fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis centralizadamente.
- **Encargos e impostos:** Com o objetivo de prover isonomia entre as fontes energéticas, despacháveis e não despacháveis (os valores de CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes), considerou-se os efeitos dos seguintes encargos e impostos:

Tabela 9- Encargos e Impostos

Encargos/Impostos	Valores
PIS/COFINS	9,25%
IR	25%
CSLL	9,00%
P&D	1,00%
CFURH	7,00%
UBP	de 0,5% a 1,0%

Fonte: EPE (2021)

Para os valores referentes a Juros sobre capital próprio e Juros Bancário mais Seguros, considerou-se respectivamente, 5% e 8%. De posse de todos esses dados, obtém-se o custo total que representa a soma do CAPEX e custo de aquisição do terreno.

4.2 Estudos Econômicos

A primeira etapa para analisar a viabilidade de um investimento compreende considerar seus aspectos econômicos. Isso compreende determinar se o investimento é rentável, e, caso exista várias alternativas, qual a mais rentável. Essa etapa determina os parâmetros econômicos da decisão. Dois critérios a serem considerados são os financeiros e os imponderáveis, sendo o primeiro referente à disponibilidade de recursos para realizar o investimento, e o segundo, refere-se às repercussões que não podem facilmente ser convertidas em termos monetários (Filho e Kopittke, 2020)

A análise de investimentos diz respeito a uma avaliação da viabilidade econômica dos investimentos, construída em um contexto que abrange uma série de parâmetros, critérios e objetivos. O maior desafio se refere à interpretação das ocorrências futuras. O fluxo de caixa representa a principal ferramenta de demonstrativo financeiro, cujo objetivo é projetar para períodos futuros todos os inputs (entradas) e outputs (saídas) de recursos financeiros e apontar como será o saldo de caixa para o período projetado (Brom e Balian, 2007).

A receita bruta é definida como toda a entrada de recursos que condiz com as atividades para as quais a empresa foi constituída, a receita bruta compreende a receita total decorrente das atividades fim da empresa. Para compreender a fórmula da receita bruta (R_{Bruta}) representada pela Equação 5, basta multiplicar A tarifa de venda do MWh Médio por unidade federativa (C_{en}) e multiplicar pela quantidade de energia gerada (E_G).

$$R_{Bruta} = C_{en} * E_G \quad (5)$$

Faz-se necessário ainda, o desconto do investimento e amortização sobre o capital próprio para o tempo de 15 anos, que representa a média de vida útil dos painéis.

Para analisar esses demonstrativos financeiros, serão aplicados os seguintes métodos: *payback*, valor presente líquido (VPL), taxa mínima de atratividade (TMA), *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (EBITDA), finalizando com o *Levelized Cost of Storage* (LCOS).

Para a realização dos estudos econômicos será considerado dois cenários, sendo eles apresentados a seguir:

1. Usina híbrida: Para tal panorama as estimativas de custos da fonte fotovoltaica são apresentados na Tabela 8, quanto a faixa de CAPEX considerou-se para a geração fotovoltaica o valor de R\$ 3.000,00/kW em razão de não se ter o investimento em subestação e linhas. A Figura 34 esquematiza os estudos realizados para o estudo da Planta Híbrida.

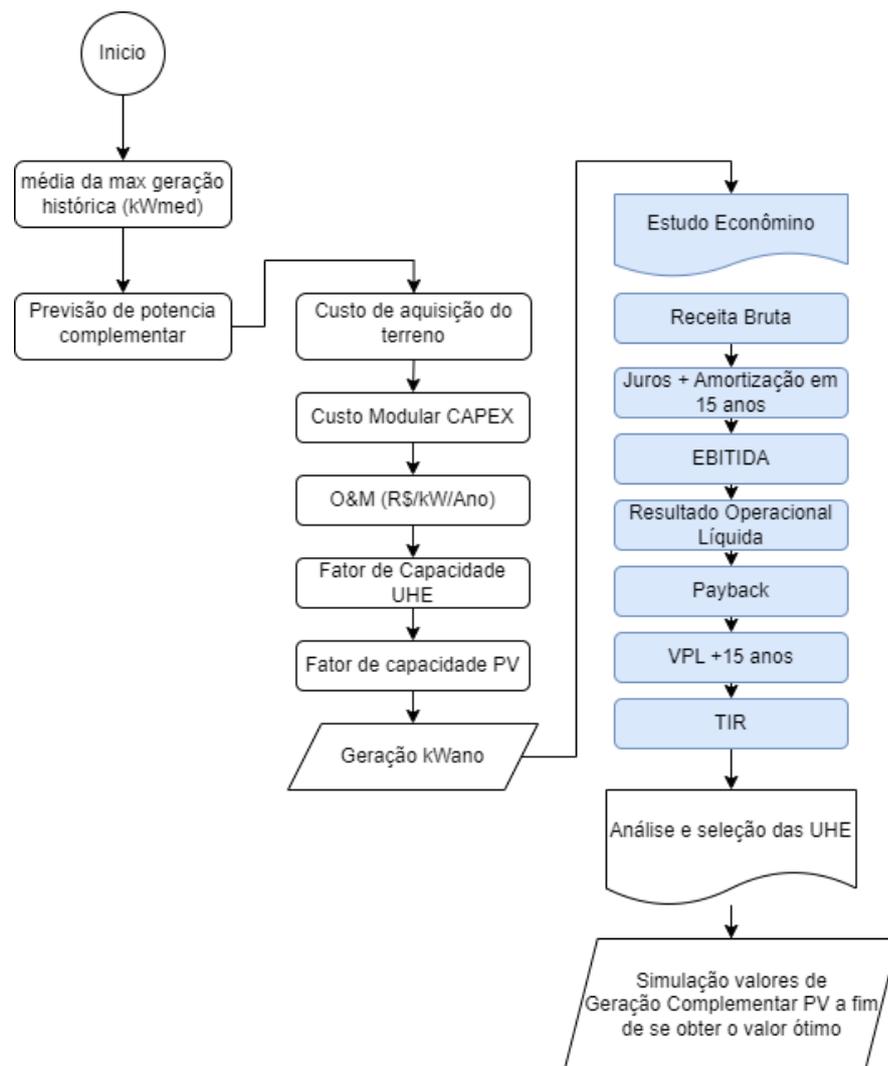


Figura 34 - Estudo Econômico Usina Híbrida

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

1. Usina Reversível para recuperação de nível: Como explicado anteriormente, neste estudo vamos avaliar a implantação de um sistema de bombeamento de água para a recuperação de nível do reservatório superior da UHE, pois a possibilidade de se economizar água possui como consequência problemas de controle de tensão na linha, ou perda de estabilidade de tensão caso não ocorra a compensação de energia reativa, fazendo com que a UHE possa entrar em restrição operativa da linha ou subestação. Para o respectivo cenário foi aplicado na Usina que apresentou maior viabilidade quanto ao estudo econômico de planta híbrida. O presente cenário não contempla o dimensionamento de reservatório, com isso o valor médio CAPEX que representa a quantia de R\$ 6.500/kW, desconsiderando 26% como apresentado na Figura 33, resulta-se no valor de R\$ 4.810,00/kW. Salienta-se ainda, que nesse contexto, será considerado o investimento em uma nova estrutura para o bombeamento, não sendo utilizada a mesma máquina como turbina/bomba. A Figura 35 esquematiza as variáveis do estudo econômico referente a UHR, onde calculou-se separadamente da planta híbrida através da Geração Fotovoltaica. A UHR tem o papel de garantir a confiabilidade da UHE, entrando no lugar de uma UTE. Utilizou-se como parâmetro de comparação o valor de leilão da Energia térmica, segundo a Aneel (2022b) o preço médio em Reais do MWh para geração térmica no estado de SP é de R\$603,50, com isso, para o estudo da aplicação da UHR considerou-se o valor em Reais do MWh de R\$ 800,00.

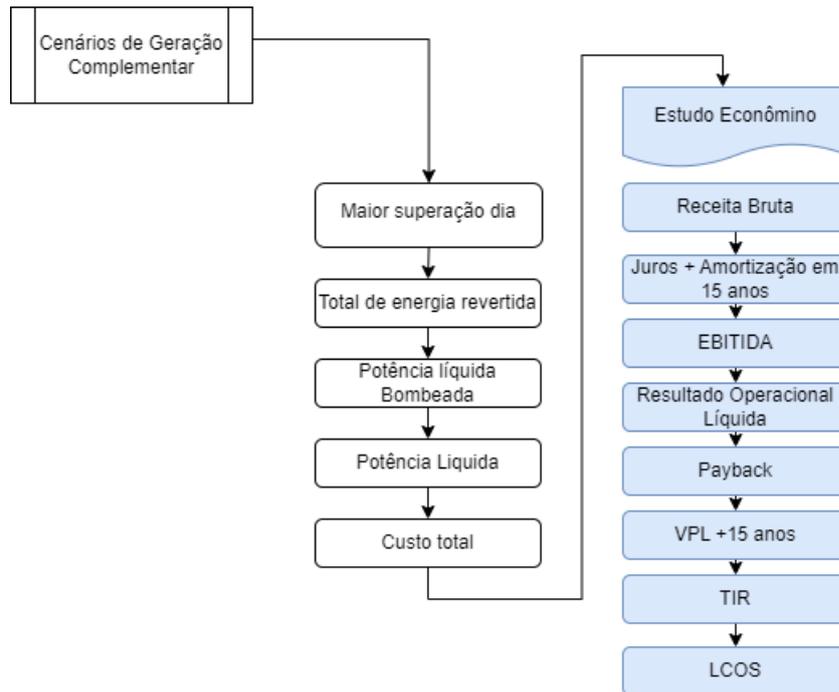


Figura 35 - Estudo Econômico UHR

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

4.2.1 *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - EBITDA*

EBITDA quer dizer “Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização”, ele retrata a geração operacional de caixa da companhia, isto é, o quanto a empresa gera de recursos apenas em suas atividades operacionais, sem levar em consideração os efeitos financeiros e de impostos.

Para calcular o EBITDA, é necessário anteriormente, calcular o lucro operacional. No Brasil, ele resulta da subtração, a partir da receita líquida, do custo das mercadorias comercializadas, das despesas operacionais, em seguida é preciso adicionar ao lucro operacional a depreciação e a amortização inclusos no custo de mercadoria vendida e nas despesas operacionais. É aceitável também, calcular o EBITDA a partir do lucro líquido da empresa, ou seja, pelo final do demonstrativo de resultado. Assim, é necessário somar ao lucro líquido da empresa, o imposto de renda (IR) e contribuição social (CSLL), o resultado financeiro líquido, a depreciação e a amortização (ZANETTI, 2019).

4.2.2 Resultado Operacional Líquido

O Resultado Operacional Líquido (ROL) representa o montante que resta da receita de uma empresa após a dedução de todos os custos do exercício, ou seja, aquele gerado pela operação do negócio, subtraindo despesas administrativas, comerciais e operacionais. Ele oferece uma visão bem completa sobre os resultados financeiros. Ele é calculado como apresentado na Equação 6:

$$ROL = EBITDA - \sum \text{receitas} \quad (6)$$

Para melhor compreensão das variáveis utilizadas, o esquema representado pela Figura 36 a seguir resume as etapas:

+	Receita de vendas
-	Dedução de Impostos
=	Receita Líquida
-	Custo Variável
=	Margem Bruta
-	Despesas Variáveis
=	Margem de Contribuição
-	Gastos com Pessoal
-	Despesas Operacionais
=	EBITDA
-	Depreciação, Amortização e Exaustão
-	Outras receitas e despesas
=	Resultado Operacional
-	Tributos
=	Resultado Líquido

Figura 36 - Estrutura de Demonstrativo de Resultados do Exercício

Fonte: Camargo (2018)

4.2.3 Tempo de Retorno do Capital - *Payback*

O Tempo de Retorno do Capital ou *Payback* é definido como o período em que ocorre o retorno do investimento inicial (BRITO, 2012). Esta metodologia pondera o tempo estimado para a recuperação do capital inicialmente investido, auxiliando na avaliação de grandes projetos.

O Payback, além de indicar o tempo de vinculação dos recursos a um dado projeto, também constitui em um indicador que auxiliar a análise da liquidez e risco: quanto mais curto o payback, menor o risco e maior a liquidez do projeto e vice-versa.

Para calcular o Payback simples, basta utilizar a Equação 7:

$$Payback = \frac{I_{inic}}{F_c} \quad (7)$$

Onde:

I_{inic} : Investimento Inicial;

F_c : Fluxo de caixa com ganho do investimento

A regra de decisão do payback é dado conforme a seguir:

- a) Se o investimento se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, aceita-se o projeto de investimento;
- b) Se o investimento não se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, rejeita-se o projeto de investimento.

4.2.4 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é dado pela soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para instante presente, ou seja, o investimento inicial. Também conhecido como método de avaliação de fluxos de caixa descontados, o VPL proporciona uma comparação entre o valor do investimento e o valor dos retornos esperados, com todos os valores considerados no momento atual (BROM E BALIAN, 2007).

O objetivo VPL é estimar, em valor atual, todos os fluxos de caixa pertinentes a um projeto, para isso faz-se uma estimativa do valor atual para os futuros fluxos de reais gerados e deduz-se o investimento feito inicialmente. Matematicamente, o VPL pode ser calculado conforme a Equação 8 (BROM E BALIAN, 2007):

$$VPL = -Investimento + \left(\sum_{n=1}^x \frac{FCn}{(1+i)^n} \right) \quad (8)$$

onde:

VPL = valor presente líquido

FCn = fluxo de caixa após imposto no ano n

i = taxa de desconto ou de atratividade

n = vida do projeto em anos

Tem-se um preceito de decisão básica pelo método VPL, conforme a seguir:

- a) Se $VPL > 0$: viável (aceita-se o projeto de investimento), pois os retornos oferecidos cobrirão o capital investido;
- b) Se $VPL = 0$: indiferente, pois o retorno do investimento apenas cobrirá o capital investido e o retorno mínimo cobrado pelo investidor (não oferece qualquer vantagem ou ganho);
- c) Se $VPL < 0$: rejeitado, pois os retornos oferecidos não cobrirão o capital investido acrescido do retorno mínimo exigido pelo investidor.

4.2.5 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A TMA é a mínima taxa de juros que um investidor exige para aprovar um investimento. É utilizado sobretudo para definir se um investimento é viável levando em conta algum ativo livre de riscos como a taxa do sistema especial de liquidação e de custódia (SELIC), índice de preços ao consumidor amplo (IPCA) ou o certificado de depósito interbancário CDI (ABREU, 2018).

Segundo Abreu (2018) a TMA é formada a partir de três componentes básicos:

- Custo de oportunidade: Retorno gerado por outras possibilidades de investimento, usualmente títulos com juros baseados na taxa Selic;
- Risco do projeto: A taxa deve cobrir o risco envolvido na operação, em outras palavras, quanto maior o risco, maior o retorno esperado;
- Liquidez: Capacidade ou tempo considerado para o ativo ser convertido em caixa ou mudar a sua posição no mercado.

4.2.6 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) tem o intuito de comparar o investimento inicial e as despesas futuras de um projeto com o retorno potencial que ele pode oferecer. A TIR não considera o custo do investimento do projeto, sendo necessária a comparação com outros indicadores para uma decisão assertiva em investir em um projeto ou não (YOSHIDA, 2020).

A fórmula da TIR é dada por um somatório, considerando diversos fluxos, o presente estudo calculou a TIR a partir dos resultados de Receita bruta, cargos e impostos, e custos totais, classificando as UHE com melhores resultados. Para tanto, ela prevê que o valor presente líquido (VPL) seja igualado a zero. Isso dá origem ao seguinte cálculo representado pela Equação 9:

$$0 = VPL = \sum_{t=0}^T \frac{FC_{Tt}}{(1+TIR)^t} \quad (9)$$

As seguintes variáveis são definidas por:

t: Período ocorre o fluxo de caixa (podendo ser em meses, bimestres, semestre ou anos);

FCt: Fluxo de caixa do período t;

n: número total de períodos analisados;

Σ : somatório dos fluxos de todos os períodos.

As possíveis análises podem ser feitas a partir dos resultados:

- TIR > TMA o investimento é atrativo.
- TIR = TMA o investimento não se define como bom ou ruim, pois renderia o mesmo que uma taxa mínima livre de risco.
- TIR < TMA o investimento não atrativo, pois sua rentabilidade é inferior a um investimento livre de risco.

4.2.7 Estudo de viabilidade econômica através de técnica *Levelized Cost of Storage* (LCOS)

Segundo Hoff e Lin (2019) o método combina custos de aquisição, operações e manutenção (O&M), uso esperado e dados de vida útil em uma única métrica significativa para comparar diferentes tecnologias de armazenamento de energia. Quando usado corretamente, o *LCOS* permitirá que os usuários tomem decisões informadas ao selecionar a tecnologia de armazenamento de energia correta para suas aplicações específicas de forma mais simples e eficaz do que qualquer outro método. O *LCOS* é útil de três maneiras práticas:

- Compara o custo entre diferentes opções de tecnologia de armazenamento de energia, sejam elas diferentes tecnologias, formatos, designs ou fabricantes.
- Compara os custos de diferentes aplicações de uma determinada tecnologia ou produto de armazenamento de energia.

- Esclarece como certos modos de operação afetam o custo total de propriedade.

Há uma dificuldade em se avaliar as vantagens, eficácia e os custos das tecnologias de armazenamento de energia. Os benefícios dependem de como se usa o armazenamento e qual tecnologia é usada para tal finalidade. O custo do uso de um ativo de armazenamento de energia também se baseiam nos custos iniciais de material e instalação, bem como de quão bem ele é mantido durante sua vida útil.

O *LCOS* calcula o custo do armazenamento em relação à quantidade de armazenamento realmente usada e não ao tamanho do ativo de armazenamento. Ele pode comparar o custo total de usar diferentes tecnologias de armazenamento e usar o armazenamento em diferentes aplicações. Uma única tecnologia pode ter diferentes *LCOS* quando usada para diferentes aplicações.

A técnica se difere do custo nivelado de energia (*LCOE*), que é uma forma de comparar geradores de energia calculando seus custos iniciais e operacionais quando utilizados de forma contínua. O modo de operação é diferente para um gerador de energia do que para um sistema de armazenamento de energia. Ao contrário dos geradores, o armazenamento de energia não produz energia; em vez disso, seu valor entra em jogo quando é necessária uma absorção ou entrega de energia precisa e rápida à rede para mantê-la estável ou melhorar sua eficiência.

Essencialmente, *LCOS*, em função da vida útil de um sistema de armazenamento de energia, Y , é igual à soma de todos os custos por kWh instalado acumulados durante a vida útil do sistema, dividido pela energia descarregada durante esse período. O *numerador* inclui os custos iniciais mais os custos operacionais, e o *denominador* é a energia descarregada pelo ativo de armazenamento de energia durante seu período de serviço, como indicado na Equação 10 (HOFF E LIN, 2019).

$$LCOS_Y = \frac{C_{inic} + \sum_{y=1}^Y C_{op}}{\sum_{y=1}^Y E_{desc}} (\$/kWh) \quad (10)$$

Onde:

C_{inic} : investimento

C_{op} : custos operacionais

E_{desc} : energia descarregada ao sistema após o armazenamento.

Cada um dos termos do LCOS são apresentados a seguir:

- **Custos iniciais:** Compreende todos os equipamentos relacionados ao armazenamento, conversão de energia, equipamentos de controle, refrigeração, aquecimento, energia auxiliar, transformação, interruptores e equipamentos de proteção. Inclui também materiais de instalação e custos de mão de obra e serviços;
- **Custos operacionais:** Engloba a energia usada para manter o estado de carga do armazenamento de energia, compensando suas perdas, serviço e manutenção - regulares e inesperados, monitoramento - remoto e no local, e energia necessária para operar luzes, ventiladores, equipamentos de refrigeração e controle;
- **Energia descarregada:** é aquela que é entregue à rede do cliente no ponto de interconexão, essa energia é menor que a energia produzida.

Para o presente estudo, no cenário da usina reversível, ao invés de se utilizar os custos do painel fotovoltaico totais, objetivando simplificar os cálculos, considerou-se o LCOE da energia solar, que corresponde ao valor de 150,00 R\$/MWh para a alimentação da bomba do sistema (EPE, 2021d). A modelagem LCOS mostra claramente que o custo de possuir e operar um ativo de armazenamento depende não apenas do equipamento inicial e dos custos de instalação, mas de quanto custa operar e do desempenho dele durante esse período operacional.

4.3 Avaliação das restrições quanto às vazões sanitárias e potência máxima despachada de curto prazo

Após a seleção das potenciais UHE selecionada, faz-se necessário apresentar os dados hidrológicos de vazão turbinada, nível do reservatório, bem como a energia despachada para ver a complementariedade, a fim de complementar a geração até o ponto de máximo despacho da subestação/linha sem que ocorra superação em termos de potência, evitando investimento de reforço. Para a realização dessa etapa, os dados extraídos são disponibilizados pela ONS (2022), e posteriormente é realizado o cálculo de Superação na Subestação (Sup_{SE}), representada pela Equação 11.

$$Supe_{SE} = G_{UHE} + G_{PV} - P_{inst} \quad (11)$$

Em que:

$Supe_{SE}$: Superação na Subestação;

G_{UHE} : Geração da UHE;

G_{PV} : Geração da planta fotovoltaica;

P_{inst} : Potência instalada.

O valor é determinado pelo teste lógico em que se a Geração da UHE somada a Geração da fotovoltaica for maior que a potência instalada da UHE, ocorre Superação na Subestação, caso contrário não ocorrerá a superação da linha/subestação. Deve-se considerar conjuntamente a superação quanto ao nível do reservatório, visto que, quando o reservatório já se encontra em seu nível máximo não é possível realizar o bombeamento. Para tal objetivo tem-se o preceito de decisão de que se a geração da UHE somada a geração PV for maior que a Potência Instalada ocorrerá Superação na subestação, se nos dias de superação na subestação o nível do reservatório se encontra na cota máxima, não é possível realizar bombeamento, se não, a água será bombeada para reservatório superior e posteriormente utilizada para geração nos horários de pico, totalizando em um intervalo de 4h/dia. A geração referente a água revertida ocorrerá através da instalação de uma nova turbina. Para os momentos em que a geração da UHE somada a geração PV for menor que a Potência Instalada a energia será despachada.

É de suma importância a análise quanto ao nível do reservatório, visto que, na hipótese do reservatório se encontrar em sua cota máxima, não é possível utilizar a geração PV para bombear a água. Com os dados históricos de superação na linha para o valor projetado de geração fotovoltaica é possível, por conseguinte, calcular as perdas para cada ano e então inseri-las ao VPL.

A Figura 37 esquematiza a ocorrência de Superação na Subestação e a tomada de decisão.

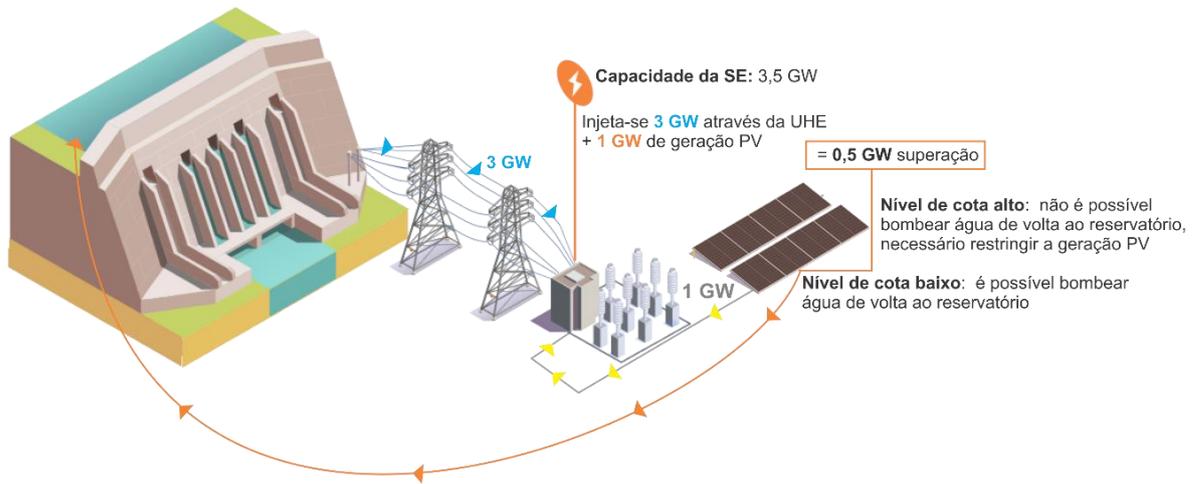


Figura 37 - Esquema de superação na Subestação e reservatório da UHE

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A primeira etapa do estudo consistiu na seleção das potenciais hidrelétricas para implementação da geração fotovoltaica para sua hibridização, com foco em atender as UHE de baixo fator capacidade (abaixo de 0,55), pois uma geração com maior regulação e previsibilidade resultam em melhor controle de tensão, frequência e perdas.

Com o auxílio do software Power BI foi possível gerar os mapas reproduzidos pelas Figuras 38 e 39, onde a Figura 38 representa os locais de maior irradiação solar (acima de 4,5 kWh/m².dia). Já a Figura 39 demonstra as usinas de baixo fator capacidade, e com potência instalada acima de 100 MW, cada ponto colorido do mapa indica uma UHE, e as de maior diâmetro possuem maior potência instalada. A sobreposição desses dois mapas resulta em 62 empreendimentos que atendam aos critérios para a implementação da planta híbrida. Dentre elas há preferências pelas quais tem elevado índice de irradiação solar com baixo fator de capacidade, o que torna a subestação e linhas ociosas a maior parte do ano.



Figura 38 - Locais de maior irradiação solar

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)



Figura 39 - UHE Priorizadas

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

De posse desses dados, realizou-se todo o estudo de viabilidade econômica para a implantação da planta híbrida, que combinasse a usina solar fotovoltaica próxima ao reservatório, com a usina hidrelétrica híbrida, compartilhando a mesma subestação e linha para despacho. A Tabela A1 no Anexo A apresenta o Payback e VPL das 62 UHE selecionadas.

Feita a análise dos resultados, ao se desprezar as usinas com elevado Payback e aqueles de valor negativo de VPL, cujo investimento não deve ser realizado, levando-se em consideração a vida útil dos painéis fotovoltaicos entre 25 e 30 anos, e, sobrepondo aos que possuem melhor VPL, reduziu-se para 15 o número de empreendimentos potenciais, como indicado na Tabela 10.

Tabela 10 – UHE priorizadas quanto seu Payback e VPL

Usinas	VPL	payback
Belo Monte	2.406.973.488,06	13,90
Tucuruí	1.692.017.771,96	13,37
Itumbiara	443.308.186,89	14,67
Ilha Solteira	407.439.718,22	16,73
Emborcação	310.841.903,40	14,41
Sobradinho	265.376.614,45	12,68
Furnas	240.169.169,15	15,14
Paulo Afonso III	228.173.906,77	13,59
Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	198.555.257,71	16,01
Marimbondo	196.108.584,04	14,95
Paulo Afonso I	24.059.558,28	13,59
Paulo Afonso II	58.246.391,30	13,59
Teles Pires	79.637.386,64	12,95
Balbina	856.182,22	14,01
Miranda	1.963.382,09	14,64

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Selecionou-se três dentre as quinze UHE, cada uma com características distintas, sendo elas as usinas de Belo Monte, Tucuruí e Ilha Solteira para o estudo de hibridização, com o intuito de obter a potência ótima de complementariedade. Belo Monte é uma UHE fio d'água, Tucuruí se caracteriza como cabeceira de usina, possuindo um reservatório plurianual, e Ilha Solteira dispõe de reservatório plurianual, não sendo a primeira usina da bacia hidrográfica, desse modo ela depende da água de outras usinas, seu controle de vazão é definida pelas usinas a montante da bacia do Tietê.

5.1 Estudo de caso – Planta Híbrida

A seguir serão apresentados as características e resultados obtidos para o estudo de Hibridização através de uma planta Fotovoltaica para as UHE de Belo Monte, Tucuruí e Ilha Solteira.

5.1.1 Belo Monte

A UHE de Belo Monte entrou em operação no dia 20/04/2016, possui uma capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW. Com o intuito de reduzir o impacto ambiental, o reservatório Principal do empreendimento, formado na calha do rio Xingu, foi concebido à fio d'água. Junto com o reservatório Intermediário, a área alagada do empreendimento totaliza 478 quilômetros quadrados – considerada pequena se comparada à área alagada por outros empreendimentos hidrelétricos e à capacidade instalada da usina (NORTEENERGIA, 2021).

Sua geração histórica máxima média, como descrito no item 4.1.3 Potência complementar, desde sua entrada em operação foi 9.158 MW, resultando em uma Potência complementar de geração fotovoltaica de 2.075,1MW valor esse obtido através da Equação 1, a fim de evitar a superação da subestação. A Figura 40 demonstra seu histórico de geração desde sua entrada em operação, a Tabela 11 apresenta os resultados encontrados para a Usina de Belo Monte com base os dados históricos dos últimos 6 anos, desde sua entrada em operação.

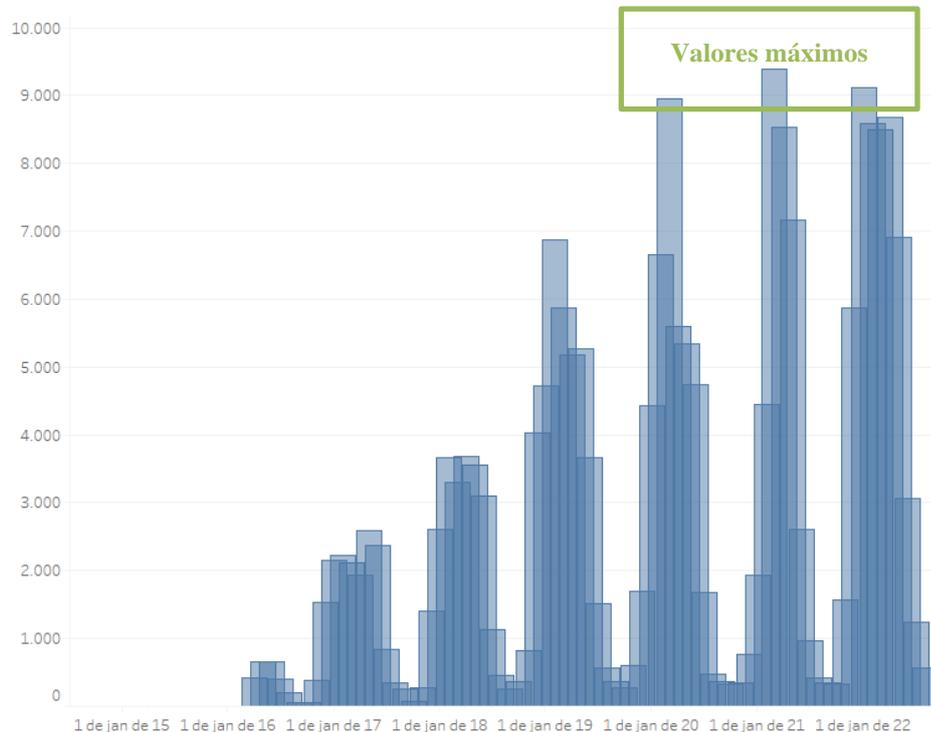


Figura 40 - Geração histórica de energia (MWmed) - UHE Belo Monte

Fonte: ONS (2022)

Tabela 11- Estudo de hibridização Belo Monte

Dados UHE	
Potência Outorgada (kW)	11.233.100
Média da max geração histórica (kW)	9.158.000
Previsão de potência complementar (kW)	2.075.100
Fator de Capacidade UHE	0,39
Novo Fator de Capacidade UHE + PV	0,43
Planta PV	
Fator de Capacidade	0,21
Potência Irrradiada Média kWh/m2.dia	4,55
Preço Médio da terra/hectar (R\$)	942,00
Custo de aquisição do terreno (R\$)	561.677,48
Custo do MWh/unidade federativa (R\$)	298,08
Custo totais (R\$)	6.330.861.677,48
O&M (R\$/kW/Ano)	105.505.000,00
Geração anual (kWh/ano)	3.521.630.294
Receita Bruta (R\$)	1.049.727.558,04
Juros + Amortização em 15 anos	713.760.315,90
EBITIDA	230.462.242,14
Resultado Operacional Líquida	111.198.031,83
Payback	13,9
VPL +15 anos	2.406.973.488,06
TIR	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Pode-se analisar através da Figura 41 o comportamento da superação na rede ao inserir no sistema a potência complementar de 2075 MW, para os últimos 3 anos tem-se um somatório histórico no valor de 44.527 MW, o que corresponde a R\$ 297.923.712,00 a menos de receita por superação da subestação/linha, em torno de 100 milhões ao ano a menos por superação da usina.

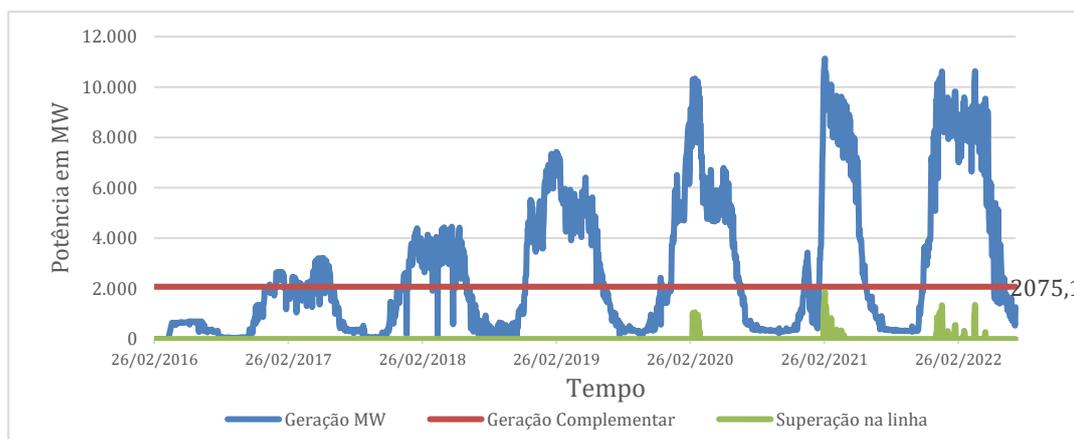


Figura 41- Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Belo Monte

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Realizou-se a simulação do VPL em função da potência de modo a achar a potência ótima de complementariedade para diferentes valores de potência instalada, sendo elas 500 MW, 1000 MW, 1500 MW, 2000MW, 2075MW (potência complementar necessária calculada), 2500MW e 3000 MW. Para esse novo VPL é necessário considerar o valor das perdas anuais por superação. A Figura 42 apresenta os valores de VPL referentes as potências instaladas de fotovoltaica.

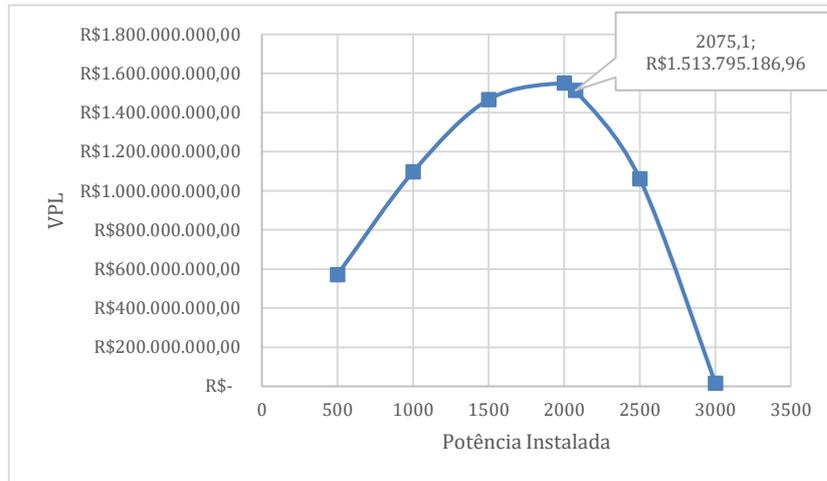


Figura 42 - VPL x Potência Instalada Complementar UHE Belo Monte

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Ao analisar tais dados é possível verificar que o ponto ótimo de VPL no qual exibe melhor rentabilidade é para a potência de 2.000 MW, tratando-se de um valor bem próximo a Potência complementar de 2.075 MW, sendo o que possui um melhor VPL a potência instalada complementar de 2000 MW.

5.1.2 Tucuruí

Em potência instalada, Tucuruí é a segunda maior usina hidroelétrica 100% brasileira, ficando apenas atrás da usina de Belo Monte. Seu vertedouro, com capacidade para 110.000 m³/s, é o segundo maior do mundo. A usina foi inaugurada em 22 de novembro de 1984 com capacidade de 4000 MW, ampliados em meados de 2010 para 8.535 MW. A barragem de Tucuruí, de terra, tem 11 km de comprimento e 78 m de altura. O desnível da água varia com a estação entre 58 e 72 m. O reservatório tem 200 km de comprimento e 2.850 km² de área quando cheio, ou seja 0,341 km² por MW instalado. Quando o nível é mínimo (62 m), a área alagada diminui em cerca de 560 km². A vazão média do rio ao longo do ano nesse ponto é

aproximadamente 11.000 m³/s; a máxima observada (março de 1980) foi 68.400 m³/s. (ELETRONORTE, 2020)

Sua média da máxima geração histórica desde sua entrada em operação foi 7.277 MW, resultando em uma Potência complementar de geração fotovoltaica de 1.257 MW. A tabela 13 apresenta os dados encontrados para a Usina de Tucuruí com base nos dados históricos dos últimos 10 anos.

Tabela 12- Estudo de hibridização Tucuruí

Dados UHE - Tucuruí	
Potência Outorgada (kW)	8.535.000
Média da max geração histórica (kW)	7.277.666
Previsão de potência complementar (kW)	1.257.333
Fator de Capacidade UHE	0,47
Novo Fator de Capacidade UHE + PV	0,50
Planta PV	
Fator de Capacidade	0,22
Potência Irradiada Média kWh/m2.dia	4,71
Preço Médio da terra/hectar (R\$)	1389,00
Custo de aquisição do terreno (R\$)	476.228,57
Média-Custo do MWh/unidade federativa (R\$)	298,08
Custos Totais (R\$)	3.772.476.734,12
O&M (R\$/kW/Ano)	62.866.666,67
Geração anual (Kwh/ano)	2.172.204.272
Receita Bruta (R\$)	647.490.649,40
Juros + Amortização em 15 anos (R\$)	425.304.316,00
EBITIDA	159.319.666,73
Resultado Operacional Líquida	76.871.739,20
Payback	13,37
VPL +15 anos	1.692.017.771,96
TIR	0,082

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Podemos analisar através da Figura 43 o comportamento da superação na rede ao inserir no sistema a potência complementar de 1257 MW, para os últimos 3 anos temos um somatório histórico no valor de 8.912 MW, o que corresponde a R\$ 2.611.216,00 a menos de receita por superação da usina. Diferentemente da usina de Belo Monte, ao inserir uma maior potência instalada, obtém-se um maior VPL, sendo o ponto ótimo a potência de 2000 MW, como demonstrado na Figura 44.

Se compararmos as Figuras 43 e Figura 45, observamos que ao se inserir uma potência complementar superior, eleva-se as perdas de energia não despachável por superação na linha, mas ainda sim é uma opção mais viável.

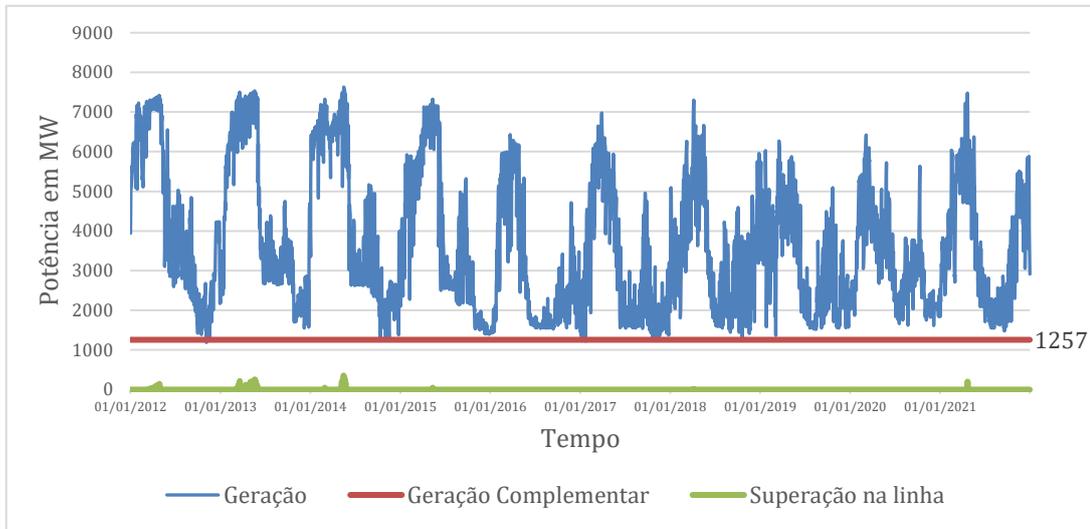


Figura 43 - Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Tucuruí

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

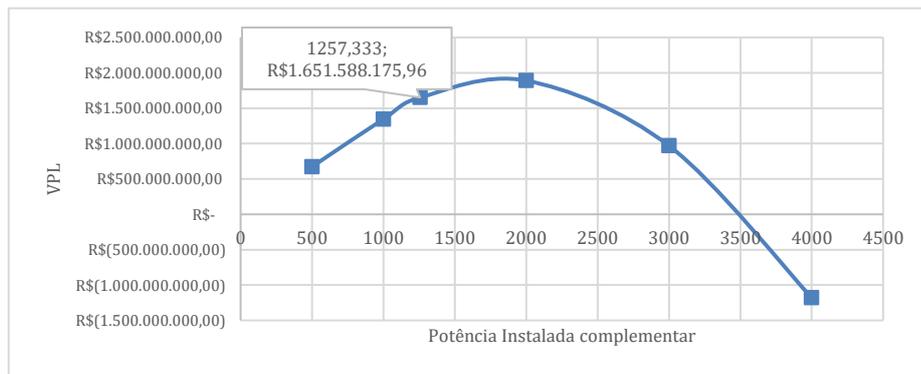


Figura 44- VPL x Potência Instalada complementar UHE Tucuruí

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

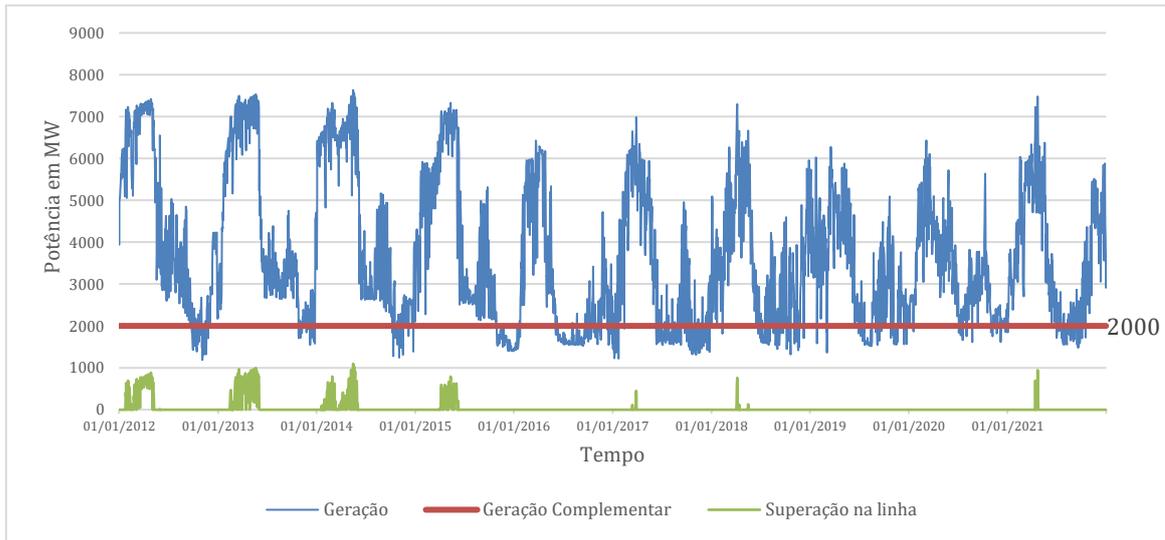


Figura 45- Geração x Geração Complementar Solar x Superação: Ponto ótimo UHE Tucuruí

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5.1.3 Ilha Solteira

A usina de Ilha Solteira foi concluída em 1978 e é a maior do Estado de São Paulo e a terceira maior em operação do Brasil. Em conjunto com Jupia, compõe o sexto maior complexo hidrelétrico do mundo. Sua potência instalada é de 3.444,0 MW e tem 20 unidades geradoras com turbinas tipo Francis. É uma usina com alto desempenho operacional que, além da produção de energia elétrica, é de fundamental importância para o controle da tensão e frequência do Sistema Interligado Nacional. Sua barragem tem 5.605 m de comprimento e seu reservatório tem 1.195 km² de extensão (CTG Brasil, 2022).

Sua média da máxima geração histórica desde sua entrada em operação foi 2.300 MW, resultando em uma Potência complementar de geração fotovoltaica de 1.143 MW. A tabela 14 apresenta os dados encontrados para a Usina de Ilha Solteira com base nos dados históricos dos últimos 10 anos.

Tabela 13- Estudo de hibridização Ilha Solteira

Dados UHE - Ilha Solteira	
Potência Outorgada (kW)	3.444.000
Média da max geração histórica (kW)	2.300.333
Previsão de potência complementar (kW)	1.143.667
Fator de Capacidade UHE	0,50
Novo Fator de Capacidade UHE + PV	0,58
Planta PV	
Fator de Capacidade	0,25
Potência Irradiada Média kWh/m2.dia	5,39

Tabela 13- Estudo de hibridização Ilha Solteira

Preço Médio da terra/hectar (R\$)	5516,00
Custo de aquisição do terreno (R\$)	1.413.136,92
Custo do MWh/unidade federativa (R\$)	213,35
Custo totais (R\$)	3.432.504.802,23
O&M (R\$/kW/Ano)	57.183.333,33
Geração Anual (kW)	2.261.088.470,67
Receita Bruta (R\$)	482.403.225,22
Juros + Amortização em 15 anos	R\$386.855.543,00
EBITIDA	38.364.348,88
Resultado Operacional Líquida	18.510.798,34
Payback	16,73
VPL +15 anos	407.439.718,22
TIR	0,0678

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A Figura 46 indica o comportamento da superação na rede ao inserir no sistema a potência complementar de 1143 MW, analisando o gráfico juntamente com os valores de VPL para determinadas potências, representado pela Figura 47, constata-se que a potência complementar encontrada de 1143 MW é o ponto ótimo, apresentando o melhor VPL.

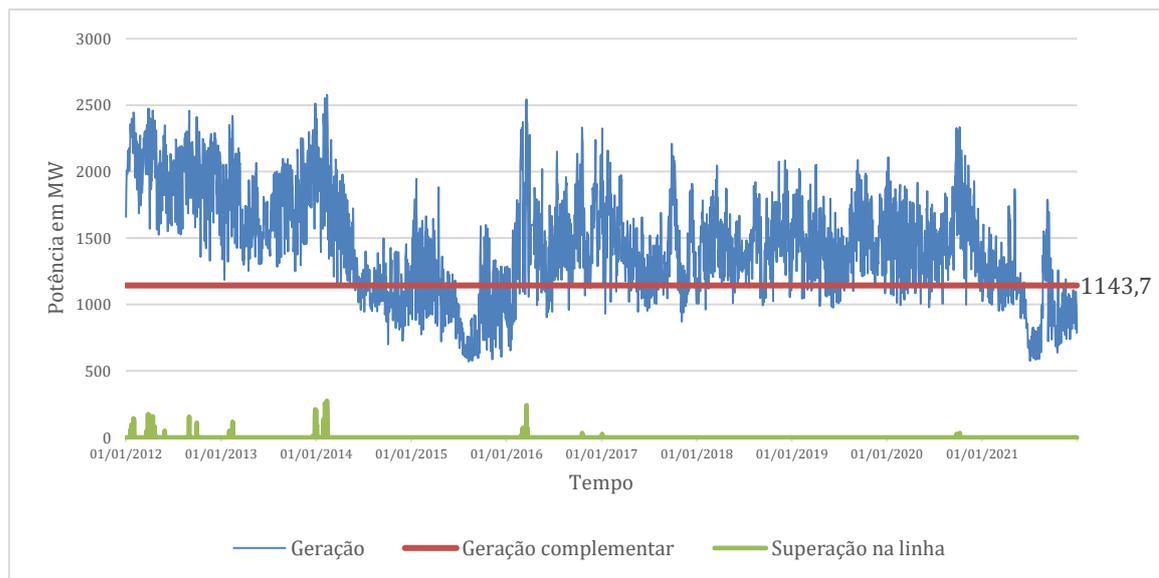


Figura 46- Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Ilha Solteira

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

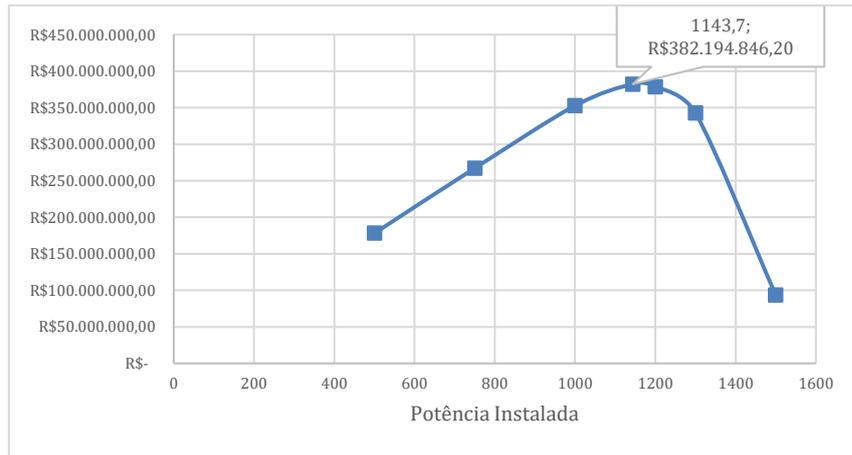


Figura 47 - VPL x Potência Instalada: UHE Ilha Solteira

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A fim de uma melhor análise de dados, para o empreendimento de Ilha Solteira, implementou-se a sobreposição dos dados de vazão turbinada e nível do reservatório, como retratado pelas Figura 48.

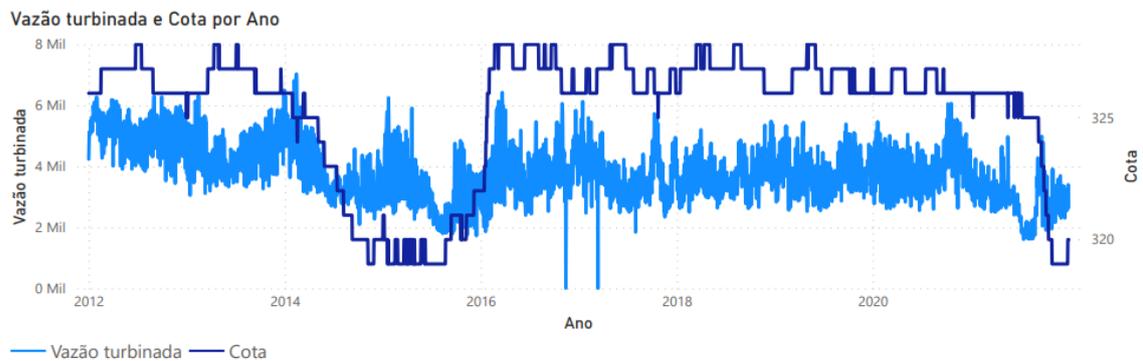


Figura 48 - Vazão Turbinada x Nível do reservatório – Ilha Solteira

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Ao se analisar tais dados, constata-se um comportamento muito relevante, sendo ele, o fato de que a usina hidroelétrica em seu momento de máxima potência se encontra em sua cota máxima do reservatório. Entre os anos de 2014 e 2016 tem-se um exemplo de condição favorável para a aplicação da UHR para a estabilização de nível do reservatório, onde possui uma potência sem superar a cota, permitindo desta forma, reverter a potência excedente.

5.2 Estudo de Caso da implantação da Usina Reversível

Com o intuito de repotencializar a UHE por meio da otimização dos usos dos recursos, dentre as UHE de Belo Monte, Tucuruí e Ilha Solteira, a Usina de Ilha Solteira foi a que apresentou melhor potencial para implementação de uma UHR. Conforme apresentado no item 5.1.3 Ilha Solteira, Figura 8, Ilha Solteira opera em seu nível mínimo normal de 325,4m, no entanto, desde julho de 2021 a hidrelétrica vinha operando abaixo dessa cota em atendimento às determinações da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Em novembro de 2021 seu nível d'água do reservatório chegou a 319m, impossibilitando a utilização normal das águas na região. A agência destina uma cota de 323 metros para que a hidrovía Tietê-Paraná não seja interrompida, o sistema se reestabeleceu em maio de 2022 (ANA, 2022).

A aplicação exposta até o presente capítulo, limitava-se a estudar os melhores locais para empreendimentos visando manter os níveis do reservatório acima de sua cota mínima, sem comprometer assim a operação da hidrelétrica, usando-a como acumulador de água no mês com maior geração PV, retendo a água ao invés de vertê-la. Todavia, como no caso da UHE Ilha Solteira há reservatório plurianual e por não ser uma usina no início da bacia hidrográfica os dados históricos indicaram que há momentos em que se ocorre superação na subestação sem que o reservatório esteja em sua cota máxima. Portanto é possível implementar uma UHR, pois o excedente de geração fotovoltaica, superada a capacidade máxima de transmissão, poderia ser aplicado na reversão de água para montante da usina. Deste modo simulou-se 3 cenários utilizando as Potências Complementares de:

- Cenário 1: 1.143 MW, cujo valor tem ponto máximo de VPL-PV;
- Cenário 2: 1.529 MW, a qual o VPL-PV se encontra próximo de zero;
- Cenário 3: 2.000 MW, onde apresenta um VPL-PV negativo, mas otimiza a UHR por possibilitar mais dias de bombeamento.

A UHE de Ilha Solteira possui 41,5m queda de referência efetiva (SILVA, 2003), mas a queda líquida considerada para bombeamento foi de 43 m, considerando o afogamento da bomba para evitar cavitação. Os Parâmetros Econômicos são fornecidos pela Tabela 8, do item 4.1.4.3 Custos de Investimento e de Operação e Manutenção.

O presente estudo simulou as duas condições econômicas principais, a UHR contribuindo para a geração UHE ou como forma de garantir a confiabilidade da UHE, entrando no lugar de uma UTE e, portanto, tendo uma maior remuneração. Utilizou-se como parâmetro

de comparação o valor de leilão da Energia térmica, visto que é a tecnologia usada atualmente para despacho nos momentos de crise hídrica, complementando a geração de energia e, assim, suprimindo a demanda. Segundo a Aneel (2022b) o preço médio em Reais do MWh para geração térmica no estado de SP é de R\$603,50, com isso, para o estudo da aplicação da UHR considerou-se o valor em Reais do MWh de R\$ 800,00. Para os custos referentes ao bombeamento, utilizou-se um LCOE da energia fotovoltaica no valor de 150,00 R\$/MWh.

Para ambos os Cenários se considerou um período de análise de 10 anos, selecionando os dias em que se verificou superação na subestação, possibilitando o bombeamento. Feito isso é possível ponderar os maiores valores de superação ocorridos para que então se defina a Potência da bomba. A somatória de toda a Potência superada resulta no Total de energia revertida que posteriormente será utilizada para os cálculos de Receita Bruta. Com o intuito de se comparar os investimentos em UTE e em bombeamento, tem-se a Receita Bruta de ambas as tecnologias. Através do custo unitário (R\$/kW) para as UHR que é fornecido pela Tabela 8, juntamente a Potência nominal é possível determinar o Custo Total. O período de operação diária da bomba considerado foi de 8h/dia, levando-se em conta o período de Geração PV, já o período de geração para a água revertida foi considerado um período de 4 h/dia, sendo esse o intervalo de tempo de horário de pico, isso significa que a potência da turbina deve ser o dobro da potência da bomba.

5.2.1 Cenário 1

Com uma Potência complementar fotovoltaica de 1.143 MW, de acordo com Tabela B1 do Anexo B, tem-se 58 dias com possibilidade de bombeamento para o reservatório superior da UHE de Ilha Solteira no intervalo de tempo de 10 anos, a Tabela 15 expõe os resultados encontrados para o bombeamento da energia excedente. Deve-se levar em consideração 10% de perdas na potência nominal, chegando desta forma no valor de Potência líquida bombeada. Considerando o caso mais crítico em que a maior superação dia é no valor de 276 MW.

Tabela 14 - Cenário 1 Ilha Solteira

Dias de Bombeamento (em 10 anos)	58 Dias
Maior superação dia (MW)	276
Potência nominal (MW)	34,5
Queda líquida (m)	43
Potência Líquida Bombeada (MW)	31,05

Tabela 14 - Cenário 1 Ilha Solteira

Rendimento da usina	0,97
Potência Líquida (MW)	30,1185
Fator de Capacidade Usina PV	0,25
Total de Energia Revertida em 10 anos (MWh)	27.132
Total de Energia Turbinada em 10 anos (MWh)	25.775,4
Valor do MWh UHR (R\$)	800,00
Valor do MWh Térmico (R\$)	603,5
Receita Bruta UHR (R\$/ano)	2.062.032,00
Receita Bruta UTE (R\$/ano)	1.555.545,39
Custo unitário R\$/kW médio	4.810,00
Custo total	165.945.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5.2.2 Cenário 2

Com uma Potência complementar fotovoltaica de 1.529 MW, onde o VPL-PV possui um valor próximo de zero, tem-se 521 dias com possibilidade de bombeamento, a Tabela 16 expõe os resultados encontrados para o bombeamento da energia excedente. Considerando o caso mais crítico em que a maior superação dia considerada é no valor de 2000 MW.

Tabela 15 - Cenário 2 Ilha Solteira

Dias de Bombeamento (em 10 anos)	521
Maior superação dia(MW)	2000
Potência nominal (MW)	250
Queda líquida (m)	43
Potência Líquida Bombeada (MW)	225
Rendimento da usina	0,97
Potência Líquida (MW)	218,25
Fator de Capacidade Usina PV	0,25
Total de Energia Revertida em 10 anos (MWh)	621.588
Total de Energia Turbinada em 10 anos (MWh)	590.508,6
Valor do MWh UHR (R\$)	800
Valor do MWh Térmico (R\$)	603,5
Receita Bruta UHR (R\$/ano)	47.240.688,00
Receita Bruta UTE (R\$/ano)	35.637.194,01
Custo unitário R\$/kW médio	4.810,00
Custo total	1.202.500.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5.2.3 Cenário 3

Com uma Potência complementar fotovoltaica de 2.000 MW, tem-se 1.717 dias com possibilidade de bombeamento, para essa potência, o VPL da planta PV é negativo, no valor de R\$ - 2.406.531.593,16. A Tabela 17 expõe os resultados encontrados para o bombeamento da energia excedente. Considerando o caso mais crítico em que a maior superação dia considerada é no valor de 2500 MW.

Tabela 16 - Cenário 3 Ilha Solteira

Dias de Bombeamento	1717
Maior superação dia(MW)	2500
Potência nominal (MW)	27,08333333
Queda líquida (m)	312,5
Potência Líquida Bombeada (MW)	281,3
Rendimento da usina	0,97
Potência Líquida (MW)	272,81
Fator de Capacidade Usina PV	0,25
Total de Energia Revertida em 10 anos (MWh)	3.751.266
Total de Energia Turbinada em 10 anos (MWh)	3.563.702,7
Valor do MWh usina (R\$)	213
Valor do MWh Termico (R\$)	603,5
Receita Bruta UHR (R\$/ano)	285.096.216,00
Receita Bruta UTE (R\$/ano)	215.069.457,95
Custo unitário R\$/kW médio	4.810,00
Custo total	1.503.125.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A Figura 49 apresentam o gráfico comparativos de possibilidade de bombeamento para os Cenários 1, 2 e 3, indicando apenas os momentos superados em que ocorre possibilidade de reverter água.

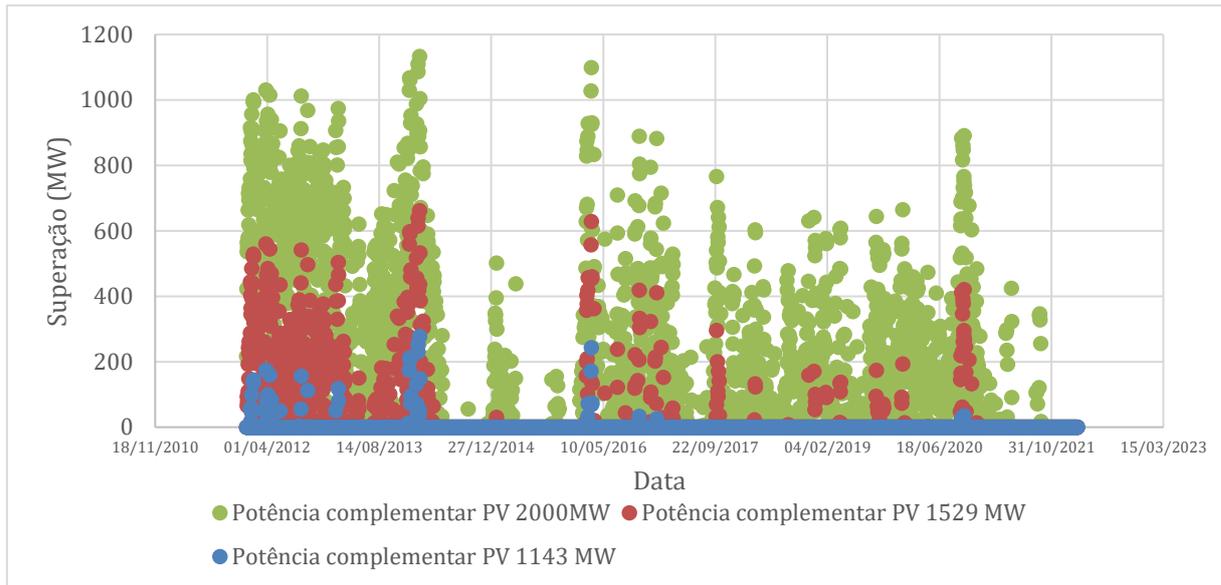


Figura 49 - Possibilidade de bombeamento para os Cenários 1, 2 e 3

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5.2.4 Viabilidade Econômica

De posse dos resultados obtidos para os 3 cenários, realizou-se o estudo de viabilidade econômica. A Tabela 18 exibe os resultados encontrados para cada um deles.

Tabela 17 - Viabilidade Econômica UHR por Potência complementar PV (MW)

	1143,7	1529	2000
Custo Modular CAPEX (R\$)	165.945.000,00	1.202.500.000,00	1.503.125.000,00
O&M (R\$)	2.415.000,00	17.500.000,00	21.875.000,00
Receita Bruta (R\$/ano)	2.062.032,00	47.240.688,00	285.096.216,00
Juros + Amortização	18.710.796,59	135.585.482,50	169.481.853,13
EBITIDA (R\$)	-75.332.754,59	- 162.113.784,50	93.739.362,88
Resultado Operacional Líquida (R\$)	-75.332.755,59	-162.113.785,50	37.470.372,88
Payback	- 17,66	-21,66	83,14
VPL +30 anos – UHR (R\$)	- 724.703.681,38	- 2.404.931.597,78	- 1.225.199.464,77
TIR	0,01243	0,03929	0,189
LCOS (R\$/MWh)	8.074,85	2.704,10	1.190,33
VPL +30 anos: UHR + PV (R\$)	931.533.284,77	-1.217.466.704,51	-2.281.325.302,58

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

De modo geral, dado o fato de que a UHR vai operar apenas nos momentos de superação da potência na rede, a usina terá a venda de geração fotovoltaica como principal produto, e por

consequência, serão poucos os dias de armazenamento. Para o intervalo de tempo de 10 anos o Cenário 1 apresenta apenas 58 dias de bombeamento, o Cenário 2 521 dias e Cenário 3 1717 dias, refletindo assim em um elevado valor de LCOS, devido a outra parcela de energia estar sendo injetada diretamente na rede, sendo a UHR pouco utilizada.

De modo mais específico, observa-se que os Cenários 1 e 2 apresentam uma inviabilidade do investimento em bombeamento, pois apresentam um resultado operacional líquido, EBITIDA e VPL negativos e tem-se ainda um *PayBack* negativo. Complementando, o Cenário 3 em conjunto aos demais apresentou um VPL negativo, e um *Payback* de 83,14 anos, portanto os resultados permanecem insatisfatórios.

No Cenário 1, devido ao pequeno número de dias de superação de linha de potência, tem-se uma sub-utilização da usina reversível. Como consequência, é verificado um elevado custo de armazenamento, sendo igual a 8.074,85 R\$/MWh, o que torna o VPL da usina reversível altamente inviável. Contudo, ao se considerar também as receitas da usina fotovoltaica, tem-se um VPL (UHR-PV) positivo no valor de R\$931.533.284,77, mostrando a viabilidade do projeto nesse cenário. Já no Cenário 3, o LCOS obtido foi corresponde a 1.190,33 R\$/MWh. Valor bem inferior ao cenário anterior. Contudo, neste cenário, a comercialização de energia fotovoltaica é penalizada devido a utilização da energia para alimentação das bombas e funcionamento da usina reversível. Assim sendo, as receitas devido a geração de energia fotovoltaica são reduzidas e seu VPL é altamente negativo, o que inviabiliza o Projeto.

Nota-se, portanto, que quanto maior a utilização da usina reversível para recuperação do nível do reservatório (maior número de dias de superação da subestação) maior será a inviabilidade do projeto para a tarifa de remuneração do serviço de armazenamento adotada (800 R\$/MWh), sendo necessário portanto, uma tarifa superior para viabilização do projeto.

6. CONCLUSÃO

Usinas Fotovoltaicas operando em conjunto a uma UHE possibilita a expansão da qualidade de geração, proporcionando vantagens competitivas como uma maior geração em momentos de pico, maior previsibilidade, possibilitando ainda reabastecer o reservatório, estabilizando seu nível em momentos de superação na subestação.

Com o intuito de repotencializar a UHE por meio da otimização dos usos dos recursos, limitando-se a estudar os melhores locais para a aplicação de uma planta híbrida visando manter os níveis do reservatório acima de sua cota mínima, sem comprometer assim a operação da hidrelétrica, as usinas de maior potencial são aquelas de baixo fator capacidade e maiores potências, acima de 100 MW. Objetivando não investir em repotencialização da subestação e linha, os resultados demonstram que a curva de investimento VPL aponta que é melhor operar com perda de energia por excesso de geração em alguns dias do que operar sem superação da subestação e linha.

Destaca-se que o estudo de complementariedade de geração apresentado neste trabalho tem um impacto positivo durante uma crise hídrica, pois a baixa disponibilidade força o despacho térmico, eleva os custos de geração. Geralmente com baixas vazões e conseqüente menor pluviometria a geração fotovoltaica atinge um maior rendimento, otimizando assim o fator de capacidade da UHE e utilização da subestação/linhas.

Todavia, como no caso da UHE Ilha Solteira há reservatório plurianual, e por não ser uma usina no início da bacia hidrográfica os dados históricos indicaram que há momentos em que se ocorre superação na subestação sem que o reservatório esteja em sua cota máxima. Portanto é possível implementar uma UHR, pois o excedente de geração fotovoltaica, superada a capacidade máxima de transmissão, poderia ser aplicado na reversão de água para montante da usina, possibilitando a recuperação do nível do reservatório.

Dentre os 3 Cenários apresentados ambos se mostraram inviáveis, no entanto o Cenário 1 resultou em um VPL UHR-PV positivo, porém a UHR vai operar apenas nos momentos de superação na rede, ou seja, 58 dias em 10 anos, tendo a usina a venda de geração fotovoltaica como principal produto. Os cenários de maior utilização da energia solar para recuperação do nível implicam em um menor nível de comercialização da energia solar, e, portanto, requerem uma maior tarifa para remuneração do serviço de armazenamento.

7. TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se a continuidade desse trabalho, expandindo-o por meio das seguintes propostas:

- 01) Otimização multicritério
- 02) Restrição dada as regras de negócio
- 03) Um software de autogerenciamento de despacho e geração atrelado ao gerenciamento de consumo e oferta para redução da exposição contratual e máximo rendimento financeiro
- 04) O software proposto poderá ser comercializado para empreendimentos de geração e utilizado como base para novas avaliações de valor das empresas que tem característica de baixo fator de capacidade.
- 05) Utilização do HOMER para verificação dos resultados.

REFERÊNCIAS

ABREU, Leandro. **Payback descontado: o que é e como calculá-lo**. 2018. Disponível em: <https://rockcontent.com/br/blog/payback-descontado/>. Acesso em: 01 set. 2022.

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: infográfico absolar. Infográfico ABSOLAR**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/arquivos/>. Acesso em: 13 fev. 2022.

Alencar, Cristiano Andrade de et al. **Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica**. in: congresso brasileiro de energia solar, 7., 2018, Gramado. Congresso. Gramado: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018

ANA, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. **Hidrelétrica Ilha Solteira (MS/SP) volta a operar no nível normal e permite retorno das atividades da Hidrovia Tietê-Paraná sem restrições**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/hidreletrica-ilha-solteira-ms-sp-volta-a-operar-no-nivel-normal-e-permite-retorno-das-atividades-da-hidrovia-tiete-parana-sem-restricoes#:~:text=Com%20isso%2C%20foi%20definido%20o,da%20bacia%20do%20rio%20Paran%C3%A1..> Acesso em: 15 out. 2022.

ANEEL. **Abertura da Tomada de Subsídios para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional – SIN**. 2020

ANEEL (Brasil). **Sistema de informações de geração - SIGA. 2022a**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 17 maio 2022.

ANEEL (Brasil). **Leilões. 2022b**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/leiloes>

Bettega, Renê. **Influência das usinas hidrelétricas reversíveis no desempenho do sistema interligado brasileiro**. 2020. 136 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental., Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2020. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/69963>. Acesso em: 03 maio 2021.

Brandão, R.; Hubner, N.; Castro, N.; Chaves, A. C.; Vieira, C. **Análise da viabilidade de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. Agência Canal Energia, 2021. Disponível em: >Análise da viabilidade de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional | CanalEnergia<

BRANDÃO, Roberto; CASTRO, Nivalde de; CASTRO, Nivalde de. **A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro: Cip-Brasil. Catalogação na Fonte Sindicato Nacional dos Editores de Livros, 2021a.

BRASIL. **Lei nº 12.651**, de 25 de maio de 2012. Brasil

Brasil. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017

Brasil. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

Brasil. **Plano Nacional de Energia 2030 – Geração Hidrelétrica**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2007

BUENO, Alexandre; BRANDÃO, Carlos Augusto Leite. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia. Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. Belo Horizonte, 2015. 62 p.

CAMARGO, Renata Freitas de. **Resultado Operacional e Resultado Líquido: como analisar o resultado no DRE**. 2018. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/resultado-operacional-e-resultado-liquido/>. Acesso em: 20 set. 2022.

Canales, Fausto Alfredo *et al.* **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas.** Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, Porto Alegre, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 04 mar. 2015.

Castro, N. et al, **Características e Funcionalidades das Usinas Hidrelétricas Reversíveis.** Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:
https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/22_gesel247.pdf

Castro, Nivalde de.; **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: novas possibilidades para o Setor Elétrico Brasileiro.** Agência Canal Energia, 2018.

Charoenngam, C., Yeh, C. Y. (1999) “**Contractual Risk and Liability Sharing in Hydropower Construction**”

CNESA. **Análise do mercado global de armazenamento de energia cnesa – 2020.Q1 (resumo).** 2020. Disponível em: <http://en.cnesa.org/latest-news/2020/5/28/cnesa-global-energy-storage-market-analysis-2020q1-summary>. Acesso em: 19 dez. 2021.

Colthorpe, Andy. **New pumped hydro around the world: Tried and tested long-duration storage tech makes comeback.** 2014. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/new-pumped-hydro-around-the-world-tried-and-tested-long-duration-storage-tech-makes-comeback/>. Acesso em: 09 maio 2021.

CRESESB (Brasil). **Potencial Solar - SunData v 3.0.** 2022. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 20 jun. 2022.

CTG Brasil. **USINA HIDRELÉTRICA ILHA SOLTEIRA.** 2022. Disponível em:
<https://www.ctgbr.com.br/usina-hidreletrica-ilhasolteira/>. Acesso em: 04 out. 2022.

EEG. **The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion.** Austria: Store, 2012.

EERE. **Hydrogen Fuel Basics.** 2022. Disponível em:
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-fuel-basics>. Acesso em: 15 nov. 2022.

ELETRONORTE, Eletrobras. **Usina Hidrelétrica Tucuruí: memória técnica.** memória técnica. 2020. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br/acervo/4420/usina-hidreletrica-tucuruui>. Acesso em: 4 out. 2022.

ENERGÊS. **Entenda tudo sobre o fator de capacidade.** 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/fator-de-capacidade/>. Acesso em: 19 jun. 2022.

ENERGÊS. **O que é potência outorgada, fiscalizada e instalada.** 2020a. Disponível em: <https://energes.com.br/o-que-e-potencia-outorgada-fiscalizada-e-instalada/>. Acesso em: 18 jun, 2022.

EPE. **2021 Statistical Yearbook of electricity 2020 baseline year.** 2021

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 - Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão.** 2021a.

EPE. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia.** 2016

EPE. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica.** 2021b.

EPE. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): EPE publica nova versão das ferramentas para identificar locais promissores à implantação de UHR, agora permitindo execução em versões anteriores do ArcGIS.** 2021c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hidreletricas-reversiveis-uhr-epe-publica-nova-versao-das-ferramentas-para-identificar-locais-promissores-a-implantacao-de-uhr-agora-permitindo-execucao-em-versoes-anteriores-do-arcgis>. Acesso em: 02 nov. 2021.

EPE. **Caderno de Preços da Geração.** 2021d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>

ESB. **Turlough Hill**. 2017. Disponível em: <https://esbarchives.ie/portfolio/turlough-hill/>. Acesso em: 12 nov. 2021.

Ferreira, T. V. B. **Usinas Reversíveis: Perspectivas no Setor Elétrico Brasileiro**. X Simpósio sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas e Usinas Reversíveis. EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

GERTLOFF, Diana. **Rundwanderung - Um das Pumpspeicherwerk - Goldisthal**. 2021. Disponível em: <https://www.tourenportal-thueringer-wald.de/de/tour/wanderung/rundwanderung-um-das-pumpspeicherwerk-goldisthal/35320230/>. Acesso em: 18 nov. 2021.

GIOVINETTO, Anna; ELLER, Alex. **Comparing the Costs of Long Duration: energy storage technologies**. Boulder: Navigant Consulting, 2019.

Glasnovic, Z., Margeta, J., 2009. **The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant**, Renewable Energy, vol. 34, pp. 1742-1751.

Guittet, Mélanie & Capezzali, Massimiliano & Gaudard, Ludovic & Romerio, Franco & Vuille, François & Avellan, François, 2016. "**Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective**," Energy, Elsevier, vol. 111(C), pages 560-579.

GUNEY, M. S.; TEPE, Y. **Classification and assessment of energy storage systems**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 75, p. 1187-1197, 2017.

Hall, P. J.; Bain, E. J. **Energy-storage technologies and electricity generation**. Energy Policy, v. 36, p. 4352-4355, 2008.

HOFF, C. Michael; LIN, Roger. **LCUS: A New Way to Accurately Measure Energy Storage Costs**. 2019. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/lcus-a-new-way-to-accurately-measure-energy-storage-costs/561306/>. Acesso em: 10 fev. 2022.

Hunt, J.D., Byers, E., Wada, Y. *et al.* **Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage.** *Nat Commun* **11**, 947 (2020).
<https://doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y>

Hunt, J. D. **Estado da Arte das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Mundo.** Instituto Virtual Internacional de Mudanças Climáticas (IVIG), 2016.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V.; JÚNIOR, A. O. P. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais no Rio São Francisco: aumentando o armazenamento energético e diminuindo a evaporação.** *Sustentabilidade em Debate*, v. 7, p. 18 - 33, 2016.

IBRAHIM, Hussein; ILINC, Adrian. **Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies.** *Energy Storage - Technologies And Applications*, [S.L.], 23 jan. 2013. InTech. <http://dx.doi.org/10.5772/52220>. Disponível em: <https://www.intechopen.com/chapters/42273>. Acesso em: 17 jan. 2022.

INCRA. **Pauta de Valores de Terra Nua para Titulação.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/pauta-de-valores-de-terra-nua-para-titulacao>. Acesso em: 15 maio 2022.

IRENA. **Renewable energy technologies: cost analysis series: hydropower.** 3. ed.: International Renewable Energy Agency, 2012. Disponível em: www.irena.org/Publications. Acesso em: 20 nov. 2022.

KONG, Y.; KONG, Z.; LIU, Z.; WEI, C.; ZHANG, J.; AN, G. **Pumped storage power stations in China: The past, the present, and the future.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 720 – 731, 2017.

Kundur, P. **Power system stability and control (Vol. 7).** McGraw-Hill New York. Capítulo 6: Reactive Power and Voltage Control, 1994.

Lima, F. E. M. **O estudo da inserção do reativo da Usina Elevatória de Pedreira na dinâmica do sistema elétrico da Grande São Paulo.** 2012. 170 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, 2012.

LIU, Kai et al. **Optimized Operation of Photovoltaic and Pumped Hydro Storage Hybrid Energy System in the Electricity Market**. In: PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES ASIA, 1., 2019, China: Ieee, 2019. p. 4306-4311.

Lopes, Sérgio Augusto Seixas. **Tecnologias de armazenamento de energia para fornecimento de serviços de sistema**. 2015. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2015

Margeta, J., Glasnovic, Z., 2011. **Exploitation of temporary water flow by hybrid PV-hydroelectric plant**, Journal of Power and Energy Engineering, vol. 36, pp. 2268-2277

Marques, J.A.R. **Hidroelectricidade e Barragens Reversíveis: Panorama atual**. 2019. 91 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Tecnologia do Ambiente) Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Porto, 2019

MENSAH, J; SANTOS, I; RAIMUNDO, D; BOTAN, M; BARROS, R; TIAGO FILHO, G. **Energy and economic study of using Pumped Hydropower Storage with renewable resources to recover the Furnas reservoir**. Renewable Energy, [S.L.], v. 199, p. 320-334, nov. 2022. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.003>.

Ming, Z., Junjie, F., Song, X., Zhijie, W., Xiaoli, Z., Yuejin, W., 2013. **“Development of China’s pumped storage plant and related policy analysis”**. Elsevier Energy Policy, Volume 61, October 2013, Pages 104- 113.

MME, **Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2029. Empresa de Pesquisa Energética**, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenaldeexpansao-de-energia-2029>

MOREIRA JÚNIOR, Orlando; SOUZA, Celso Correia de. **Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha**. VIII Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. Campo Grande. nov. 2017.

NEOENERGIA, **Energia Reativa**, 2023. Disponível em:

<https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/comercial-industrial/Pages/energia-reativa.aspx#:~:text=%C3%89%20um%20%C3%ADndice%20que%20relaciona,em%20rela%C3%A7%C3%A3o%20%C3%A0%20energia%20ativa>.

NEWKIRK. **Hydro Power**. Disponível em: <https://www.newkirk-electric.com/projects/renewable-energy/hydro#/>. Acesso em: 25 nov. 2021.

NORDLING, Anna; Englund, Ronja; Hembjer, Alexander; Mannberg, Andreas; Koebe, Camilla; Lindberg, Anna; Isaksson, Pelle. **Energy Storage: Electricity Storage Technologies**. Royal Swedish Academy Of Engineering Sciences. Stockholm, 2016. 23 p

NORTEENERGIA. USINA A FIO D'ÁGUA E MENOR ÁREA ALAGADA. 2021. Disponível em: <https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/arranjo>. Acesso em: 05 out. 2022.

ONS. **Carga e geração**. 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 15 dez. 2021.

ONS. **Sistema em números**. 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 15 dez. 2021

ONS. **Sistema em números**. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Acesso em: 11 out. 2022

Pali, B. S; Vadhera. S, **A novel approach for hydropower generation using photovoltaic electricity as driving energy**, Applied Energy, Volume 302,2021, 117513, ISSN 0306- 2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117513>.

Pereira, R. C. A., Souza, E. J., & de Paula, A. C. **Optimization of hydroelectric power plants operation with consideration of reservoir storage constraints**. 2016. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 55, 1189-1200.

Pessoa, José Augusto Pimentel. **A Implantação de Usinas Reversíveis no Brasil**. 2021. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/implanta%C3%A7%C3%A3o-de-usinas-revers%C3%ADveis-brasil-jos%C3%A9-augusto-pimentel-pess%C3%B4a-1e/>. Acesso em: 15 out. 2021.

Pessoa, José Augusto Pimentel. **Maior Eficiência para as Usinas Reversíveis com Turbinas-Bomba de velocidade variável**. 2016. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/maior-efici%C3%A2ncia-para-usinas-revers%C3%ADveis-com-de-vari%C3%A1vel-pessoa/>

Pinheiro, V. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no**

Rasal, Renuka S.; Shinde, Sanjay M.. **Modeling and Simulation of Hydro Power Plant with Reversible Turbine and Synchronous Generator**. In: International conference on computing communication control and automation (ICCUBEA), 5., 2019, India. CONFERENCE. India: Ieee, 2019.

RESENDE, Flávio; PAULILLO, Gilson. **Compensação reativa e qualidade da energia elétrica**. In: ELÉTRICO, O Setor. Qualidade de energia. 91. ed.: O Setor Elétrico, 2013. p. 36-43. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/fasciculos/qualidade-da-energia-eletrica/page/2/>. Acesso em: 10 mar. 2023.

Rohit, A. K.; Rangnekar, S. **An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential**. Journal of Energy Storage, v. 13, p. 447 – 456, 2017.

Sallaberger, M. **Época favorável para investir em usinas hidrelétricas reversíveis**. Hydro News - Revista da Andritz Hydro, n. 21, p. 5-7, 2012.

SILVA FILHO, Donato. **Dimensionamento de Usinas Elétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva**. Tese de doutorado em engenharia elétrica na Universidade de São Paulo (Campus de São Carlos). Dezembro de 2003.

Silva, Y. F. F. C.; Bortoni, E. C. **Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia, v. 22, p. 48 – 73, 2016.

SOLARGIS. **Solar resource maps**. 2020. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download>. Acesso em: 18 out. 2022.

SOLAR, Canal. **Canadian lança série de painéis 640-665 W com eficiência de até 21,4%**. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/canadian-lanca-serie-de-paineis-640-665-w-com-eficiencia-de-ate-214/>. Acesso em: 19 out. 2022.

Teixeira, Fábio Emanuel Rosa. **O Papel da Geração Hídrica Reversível na Integração da Energia Eólica em Ambiente de Mercado**. 2012. 156 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2012.

Vennemann, Peter *et al.* **Pumped Storage Plants in the Future Power Supply System**. *Vgb Powertech*, 1/2, p. 44-49, jan. 2010.

VOITH. **Estação de energia de armazenamento bombeado**. 2012. Disponível em: <https://www.voith.com/cn/541.html>. Acesso em: 6 nov. 2021.

YOSHIDA. **MATEMÁTICA FINANCEIRA**. 2020. Disponível em: <https://matematicafinanceira.org/tir-taxa-interna-de-retorno/>. Acesso em: 20 nov. 2022.

ZANETTI, Pedro. **Ebitda: o que é, para que serve e como calcular?** 2019. BTG Pactual. Disponível em: <https://www.btgpactualdigital.com/como-investir/artigos/financas/ebitda-o-que-e-para-que-serve-e-como-calculat>. Acesso em: 01 set. 2022.

Zuculin, S.; Pinto, M. A. R. R. C.; Barbosa, P. S. F.; Tiago Filho, G. L. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro**. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento. Companhia Energética de São Paulo (CESP), 2014.

ANEXO A - PAYBACK E VPL DOS EMPREENDIMENTOS PRIORIZADOS

Tabela A1- Payback e VPL – 62 empreendimentos priorizados

Empreendimento	Payback	VPL +15 anos
Belo Monte	13,90	R\$ 2.406.973.488,06
Tucuruí	13,37	R\$ 1.692.017.771,96
Itumbiara	14,67	R\$ 443.308.186,89
Ilha Solteira	16,73	R\$ 377.632.848,72
Emborcação	14,41	R\$ 310.841.903,40
Sobradinho	12,68	R\$ 265.376.614,45
Furnas	15,14	R\$ 240.169.169,15
Paulo Afonso III	13,59	R\$ 228.173.906,77
Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	16,01	R\$ 198.555.257,71
Marimbondo	14,95	R\$ 196.108.584,04
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	14,95	R\$ 188.826.915,10
Baixo Iguaçu	15,03	R\$ 131.051.015,82
Serra da Mesa	16,05	R\$ 126.226.398,16
Salto Osório	15,03	R\$ 118.845.283,95
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	14,96	R\$ 112.744.658,42
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	16,84	R\$ 90.451.496,23
Salto Santiago	15,10	R\$ 87.703.127,64
Teles Pires	12,95	R\$ 79.637.386,64
Governador José Richa (Salto Caxias)	15,00	R\$ 74.794.269,78
Irapé	15,23	R\$ 61.805.203,71
Paulo Afonso II	13,59	R\$ 58.246.391,30
Itapebi	15,51	R\$ 46.572.910,57
Itaúba	15,60	R\$ 45.298.766,61
Miranda	14,64	R\$ 43.215.847,92
Machadinho	15,31	R\$ 40.500.797,81
Foz do Chapecó	15,38	R\$ 39.383.875,81
Itá	15,45	R\$ 30.750.230,74
Três Irmãos	16,78	R\$ 29.749.410,67
Barra Grande	15,75	R\$ 28.970.799,26
Nova Ponte	14,95	R\$ 25.651.333,78
Paulo Afonso I	13,59	R\$ 24.059.558,28
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	16,88	R\$ 20.479.029,35
Balbina	14,01	R\$ 18.845.359,20
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	17,24	R\$ 17.272.963,66
Pedra do Cavalo	14,83	R\$ 16.322.800,04
Taquaruçu (Escola Politécnica)	17,24	R\$ 13.194.625,02
Manso	16,47	R\$ 12.562.652,88
Passo Fundo	15,35	R\$ 8.559.072,17
Funil	15,57	R\$ 8.484.024,41
Risoleta Neves (Antiga Candonga)	16,19	R\$ 8.278.566,84
Promissão (Mário Lopes Leão)	16,92	R\$ 7.867.550,01
Monte Claro	16,06	R\$ 7.332.894,45

Tabela A1- Payback e VPL – 62 empreendimentos priorizados

Empreendimento	Payback		VPL +15 anos
Campos Novos	15,67	R\$	6.858.536,89
Guaporé	17,80	R\$	5.821.222,39
Guilman Amorim	16,45	R\$	5.493.252,67
Euclides da Cunha	17,26	R\$	5.408.302,61
Rosana	17,28	R\$	5.095.006,23
Chavantes	17,62	R\$	4.703.743,95
Fundão	15,17	R\$	3.943.796,94
Funil	17,62	R\$	3.425.158,75
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	17,26	R\$	3.382.622,05
Governador Jayme Canet Junior (Antiga MAUÁ)	15,03	R\$	3.322.849,90
Ibitinga	17,13	R\$	3.307.795,59
Garibaldi	16,01	R\$	2.615.378,39
Passo Real	15,49	R\$	2.020.097,83
Castro Alves	16,02	R\$	1.601.252,08
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza	17,72	R\$	539.399,91
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	18,19	R\$	200.402,47
Quebra Queixo	15,28	R\$	(733.201,05)
Barra Bonita	17,30	R\$	(21.825.153,96)
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	23,86	R\$	(145.879.410,44)
Henry Borden	23,46	R\$	(226.022.479,16)

ANEXO B – CENÁRIO 1

Tabela B1 – Dados de superação em 10 anos: Cenário 1

Data	Superação SE (MW)	vazão turbinada m ³ /s	Nível
11/02/2014	276,7	4.519	324,9
03/02/2014	253,7	5.687	325,3
04/02/2014	229,7	4.269	325,3
28/12/2013	211,7	6.366	326,2
30/12/2013	205,7	5.362	326,1
26/03/2012	174,7	6.186	327,3
27/12/2013	173,7	5.478	326,3
30/03/2012	171,7	6.179	327,2
13/04/2012	158,7	6.140	327,2
31/08/2012	155,7	6.296	326,3
12/02/2014	147,7	6.403	324,8
30/01/2012	143,7	6.276	326,1
31/01/2012	136,7	6.269	326,1
01/02/2012	135,7	6.196	326,1
28/01/2014	131,7	5.388	325,6
13/02/2013	117,7	6.326	325,8
29/09/2012	111,7	6.281	326,1
23/01/2012	99,7	6.122	326,3
04/04/2012	99,7	5.969	327,4
03/01/2014	95,7	6.176	325,8
20/04/2012	83,7	6.020	326,9
29/03/2012	79,7	5.981	327,2
14/02/2013	79,7	6.232	325,8
02/01/2014	72,7	4.749	325,9
04/03/2016	71,7	5.194	327,6
29/01/2014	70,7	6.379	325,5
18/01/2012	58,7	5.988	326,3
26/01/2012	55,7	6.041	326,3
30/08/2012	55,7	5.995	326,3
12/04/2012	53,7	5.850	327,3
21/03/2012	50,7	5.888	327,3
01/02/2013	50,7	6.138	326
10/02/2014	50,7	5.468	324,8
29/05/2012	49,7	5.876	327
22/01/2012	46,7	5.973	326,3
30/01/2014	42,7	6.265	325,4
31/01/2014	39,7	6.158	325,4
07/02/2014	34,7	6.193	325
07/10/2020	34,7	6.054	326
06/02/2014	32,7	6.737	325,1
18/10/2016	32,7	4.950	326,9

25/09/2020	26,7	3.222	326,4
03/01/2017	25,7	4.335	326,1
19/01/2012	17,7	5.895	326,3
20/12/2013	11,7	5.868	326,4
19/03/2012	10,7	5.789	327,4
26/04/2012	10,7	5.873	326,7
25/01/2012	7,7	5.890	326,3
17/04/2012	7,7	5.757	327,1
01/10/2020	5,7	5.036	326,3
05/02/2014	4,7	6.822	325,2
27/01/2012	3,7	5.894	326,4
22/08/2012	3,7	5.845	326,6
14/03/2012	2,7	5.792	327,2
09/10/2012	1,7	5.905	326
13/03/2012	0,7	5.775	327,1
12/02/2013	0,7	6.010	325,9
13/02/2014	0,7	7.030	324,7