

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Especialização em Fontes Renováveis:
Geração, Operação e Integração

Valério Oscar de Albuquerque

**Hibridização de Fontes de Energia Renováveis – Estudo de caso de Usina
Hidrelétrica Reversível com Usina Fotovoltaica Flutuante**

Belo Horizonte - MG
Agosto de 2022

ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS: GERAÇÃO, OPERAÇÃO E
INTEGRAÇÃO

**Hibridização de Fontes de Energia Renováveis – Estudo de caso de Usina
Hidrelétrica Reversível com Usina Fotovoltaica Flutuante**

Valério Oscar de Albuquerque

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Aprovada em 18 de Agosto de 2022.

Por:

Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez
(Orientador)

Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro

Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte - MG
Agosto de 2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
CURSO DE FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO VALÉRIO OSCAR DE ALBUQUERQUE


Realizou-se, no dia 18 de agosto de 2022, às 19:00 horas, on line, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Hibridização de Fontes de Energia Renováveis - Estudo de Caso de Usina Hidrelétrica com Usina Fotovoltaica Flutuante*, apresentada por VALÉRIO OSCAR DE ALBUQUERQUE, número de registro 2019724906, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Carlos Barreira Martinez - Orientador (UNIFEI), Prof(a). Victor Flores Mendes (Departamento de Eng. Elétrica-UFMG), Prof(a). Mauricio Campos Passaro (UNIFEI).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.
Belo Horizonte, 18 de agosto de 2022.


Documento assinado digitalmente
 CARLOS BARREIRA MARTINEZ
Data: 28/10/2022 13:53:02-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof(a). Carlos Barreira Martinez (Doutor)

Victor Flores
Mendes:01971014532
Prof(a). Victor Flores Mendes (Doutor)

Assinado digitalmente por Victor Flores Mendes:01971014532
NID: Cite=Victor Flores Mendes:01971014532, OU=UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais, CN=CFEdu, C=BR
Pessoa: Eu sou o autor deste documento
Localização:
Data: 2022.10.28 18:07:17-0300
Fonte PDF: Padoce - Versão: 12.0.1

Prof(a). Mauricio Campos Passaro (Doutor)

Documento assinado digitalmente
 MAURICIO CAMPOS PASSARO
Data: 28/10/2022 13:54:38-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Senhor e Deus, pois bem sei “*que todas as coisas contribuem para o bem daqueles que o amam*” e Ele me tem abençoado com uma família, com irmãos em Cristo e amigos que muito tem contribuído para a realização dos meus sonhos.

À minha amada esposa Vânia pelo apoio, carinho e compreensão em mais uma etapa de nossas vidas, pois é a maior incentivadora dos meus projetos.

Aos meus filhos Priscila e Pedro, pelo carinho e sua ajuda na formatação do texto, a Samara e Michael pelo carinho e ajuda na correção do abstract, ao Caio César e Letícia pelo carinho e pela ajuda com os problemas de TI; e aos meus netinhos Pedrinho e Manu.

Ao professor e amigo Carlos Martinez pelo incentivo e sua dedicação e profissionalismo nas questões da vida acadêmica.

Ao professor Victor Flores pela ajuda e valiosa contribuição no curso de especialização e na orientação dessa monografia.

Aos meus amigos e colegas do curso de Especialização em Energias Renováveis, cujo apoio e incentivo foram importantes na realização deste trabalho, especialmente ao Jorge Magno e Giorgio companheiros de longas jornadas de estudos, Ezequiel da CEMIG D; CITLUX: Jorge, Rodrigo Lobo e Vinicius; UNICAMP Kevin Dessanai e Rafael Amgarten; Pedro Costa da UFMG e a todos que contribuíram de alguma forma na elaboração deste texto.

RESUMO

O processo de transição energética que vem ocorrendo atualmente e a crescente participação das fontes renováveis de geração intermitente, isto é, não controlável e de limitada despachabilidade. O que tem destacado a necessidade de otimizar o despacho das usinas como forma de equilibrar a geração e o consumo, como benefícios à qualidade e confiabilidade dos sistemas elétricos.

A geração hídrica é a principal fonte de geração de eletricidade no Brasil devido às características topográficas e a existência de grandes bacias hidrográficas. A água armazenada nos reservatórios das grandes hidrelétricas é utilizada para garantir a geração elétrica de toda a cascata do rio. Nos momentos de crise hídrica, o volume armazenado além de garantir a geração elétrica, tem como prioridade o abastecimento hídrico para atividades humanas e animal, como forma de minimizar os riscos de comprometimento ao meio ambiente.

Diante do exposto verifica a necessidade de adequar o Sistema Interligado Nacional (SIN) para uma maior participação das novas fontes de energia renováveis (eólica e fotovoltaica) e uma adaptação as suas particularidades devido à despachabilidade das fontes, sendo este o principal ponto de discussão no estudo.

Nesta análise será avaliada a hibridização das fontes de geração como a usina hidráulica reversível – UHR e fotovoltaica flutuante – UFF, que se apresentam como uma opção viável para otimizar o despacho da geração e o sistema de conexão. Serão consideradas as principais adaptações e os desafios na transformação de uma Usina Hidrelétrica – UHE tradicional para uma UHR com implantação de um sistema de bombeamento. Além dos impactos/restrições para implantação de um sistema de bombeamento e da utilização do reservatório para implantação da UFF.

No estudo de caso será avaliada a viabilidade técnico-econômica com a implantação de uma Usina Fotovoltaica Flutuante no reservatório auxiliar da PCH REPI alimentando o sistema de bombeamento instalado no canal de fuga da usina, para permitir o despacho no horário de ponta do sistema elétrico.

Palavras-chave: *Sistemas hidrelétricos bombeados; Usina Hidrelétrica Reversível; Armazenamento de energia fotovoltaica-hídrica; Economia; Energia renovável.*

ABSTRACT

The process of electrical transition that has been currently occurring and the growing participation of the renewable sources of intermittent production, in other words, not controllable and of limited dispatchability. The highlighted the necessity to optimize the operation as a form to balance the production and consumption, with the benefits of quality and reliability of the electrical systems.

The generation of hydroelectric power is the main source of electricity in Brazil, due to its topographic characteristics and the existence of large hydrographic basins. The water stored in the reservoir of a large hydroelectric is utilized to ensure the electric generation of the whole river's waterfall. In the moments of hydric crises, the stored volume to guarantee the electrical generation, has as well the priority of supplying water for human and animal activity, as a way to minimize the risks of compromising the generation environment.

As it is shown, there is a necessity to adapt the Operation National System (ONS) for larger participation of these new sources of energy and an adaptation of its particularities due to sources' dispatchability, being this the aim of this study.

In this analysis, the hybridization of generation sources such as the reversible hydraulic power plant - UHR and floating photovoltaic - UFF will be evaluated, which are presented as a viable option to optimize the generation dispatch and the connection system. The main adaptations and challenges in the transformation of a Hydroelectric Power Plant - traditional UHE to a UHR with the implementation of a pumping system will be considered. In addition to the impacts/restrictions for the implementation of a pumping system and the use of the reservoir for the implementation of the UFF.

In the case study, the technical and economic feasibility will be evaluated with the implementation of a Floating Photovoltaic Plant in the auxiliary reservoir of the REPI PCH feeding the pumping system installed in the plant's tailrace, to allow dispatch at peak hours of the electrical system.

Keywords: Pumped hydroelectric systems; Reversible Hydroelectric Photovoltaic-hydric energy storage; hydroelectric plants; Renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Expansão da Matriz Elétrica Brasileira - Maio/2022.....	14
Figura 2: Exemplo de Perfil de Geração de uma UFV x EOL.	16
Figura 3: Arranjo de geração híbrida.	16
Figura 4: Armazenamento de Energia.....	17
Figura 5: Estado da arte do Armazenamento de energia.....	19
Figura 6: Acompanhamento de projetos no mundo.....	20
Figura 7: Esquema de uma usina hidrelétrica reversível.....	20
Figura 8: Ciclo de operação da UHR tradicional.....	21
Figura 9: Representação de uma UHR.....	24
Figura 10: Componentes de uma UHR.....	25
Figura 11: Diagrama (a) reservatório de hidrelétrica (b) Armazenamento sazonal bombeado.....	27
Figura 12: Arranjo- UHR sazonal.....	27
Figura 13: Tipos de Arranjos – UHRs (a) Circuito Aberto; (b) Circuito Fechado; e (c) Tipo pump-back.	28
Figura 14: Estado da arte na hibridização das fontes de energia.	31
Figura 15: Capacidade instalada das 100 maiores plantas fotovoltaicas flutuantes no mundo.....	33
Figura 16: Esquema de uma usina fotovoltaicas flutuantes.....	34
Figura 17: Flutuante com barra de ancoragem.....	35
Figura 18: Usina Flutuante avariada por evento natural.	37
Figura 19: UFF e Cabeamento AC sobre fio d'água.....	38
Figura 20: Cabeamentos flutuando sobre a superfície da água – Instalação no lago da represa Sobradinho – UFV 1.000 kWp.	38
Figura 21: Alguns benefícios e desafios das UFF.	39
Figura 22: Custo médio de investimento para UFFs de 2014 a 2018.	40
Figura 23: Ponto de máximo rendimento.	44
Figura 24: Limiar de possíveis efeitos adversos quando operando distante do BEP.	46
Figura 25: Comparação NPSH e NSPH _r para verificar a faixa de operação segura da bomba.....	46
Figura 26: Curvas características de H x Q, operando como bomba, com (a) rotação fixa e (b) rotação variável.....	48
Figura 27: Diagrama Fasorial da Máquina síncrona operando como: Gerador e Motor.	49

Figura 28: Controle de velocidade por variação da resistência do rotor de um motor de indução de rotor bobinado.	50
Figura 29: Fluxograma de cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível.	51
Figura 30: Rotação específica da turbina no modo bomba em função da altura.	52
Figura 31: Coeficiente de cavitação versus Rotação específica no modo bomba. ...	53
Figura 32: Fluxograma de cálculo da submersão da turbina reversível.	54
Figura 33: Coeficiente da velocidade de disparo versus rotação específica no modo bomba.	55
Figura 34: Arranjo dos componentes da UHR.	59
Figura 35: Localização da PCH REPI.	62
Figura 36: Planta da PCH REPI.	63
Figura 37: Esquema da PCH REPI.	64
Figura 38: Curva diária da PCH REPI – Dez/21.	67
Figura 39: Fator de capacidade da PCH REPI entre os anos 1998 - 2018.	68
Figura 40: Energia Gerada na PCH REPI entre os anos 2008 - 2018.	68
Figura 41: Esquema da hidrelétrica com bombeamento solar.	69
Figura 42: Esquema das ilhas no reservatório auxiliar.	70
Figura 43: Etapa para definição de localização UFF.	70
Figura 44: Etapa para definição dos dados de inclinação e azimute.	71
Figura 45: Etapa para definição da configuração do sistema.	72
Figura 46: Etapa para definição dos parâmetros térmicos.	73
Figura 47: Layout da distribuição das ilhas.	73
Figura 48: Taxa de performance no ano.	74
Figura 49: Potência Injeta na Rede Elétrica.	74
Figura 50: Produção Normalizada (por kWp instalado).	74
Figura 51: Distribuição de Probabilidade P50 da produção de energia gerada.	75
Figura 52: Diagrama de auto sombreamento.	75
Figura 53: Fluxo de caixa.	78
Figura 54: Balanço de Carbono.	78
Figura 55: Dados de entrada.	80
Figura 56: Modelo e tamanho da bomba.	80
Figura 57: Curva selecionada da bomba.	81
Figura 58: Curva Potência da bomba.	81
Figura 59: Curva Rendimento da bomba.	81

Figura 60: Energia anual gerada no ano 2014 pela PCH e UFF, consumo da bomba e fatores de capacidade (FC) original e do conjunto.....84

Figura 61: Energia anual gerada no ano 2021 pela PCH e UFF, consumo da bomba e fatores de capacidade (FC) original e do conjunto.....84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Propriedade das UHRs por GW e número de usinas.....	23
Tabela 2: Ciclos de Armazenamentos das UHRs.....	26
Tabela 3: Comparação dos Arranjos das UHRs.....	29
Tabela 4: Comparação entre os sistemas com rotação/velocidade fixa e variável. ..	30
Tabela 5: Principais UFFs Internacionais construídas de 2008 a 2013.....	32
Tabela 6: Principais UFFs construídas no Brasil.....	33
Tabela 7: Quociente entre comprimento equivalente e diâmetro hidráulico, L_{eq}/D_h . ..	58
Tabela 8: Dados técnicos da PCH REPI.....	63
Tabela 9: Dados dos reservatórios da PCH REPI	64
Tabela 10: Vazões – Estudo hidrológico do Rio Bicas.....	65
Tabela 11: Vazões – Estudo hidrológico do Ribeirão Quilombo.	65
Tabela 12: Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Auxiliar.	66
Tabela 13: Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Principal.	66
Tabela 14: Dados Climáticos.	71
Tabela 15: Principais dados e resultados da simulação.	76
Tabela 16: Custo do CAPEX.	77
Tabela 17: Custo do OPEX.....	77

LISTA DE SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEP	Best Efficiency Point
cv	Cavalo vapor (unidade de potência) no sistema imperial de unidades
CA	Corrente alternada
CAPEX	Capital Expenditure (Capital de Investimentos)
CC	Corrente contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EOL	Usina Energia Eolica
EPC	Engenharia Projeto Consultoria
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GESEL	Grupo de Estudos do Setor elétrico UFRJ
GW	Giga Watts (unidade de potência)
GWp	Giga Watts pico (unidade de potência)
IHA	International Association of the Year
IFPSH	International Forum on Pumped Storage Hydropower
IMBEL	Indústria de Material Bélico do Brasil
IMBIL	Indústria e Manutenção de Bombas ITA Ltda
IP	Índice de Proteção
LCOE	Levelized Cost of Energy
kW	Watts (unidade de potência) no sistema internacional de unidades - SI
kWh	Watts hora (unidade de energia) no sistema internacional de unidades - SI
MPPT	Maximum Power Point Tracking
REN	Resolução Normativa ANEEL
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SI	Sistema internacional de unidades
SIN	Sistema Interligado Nacional
TW/h	Tera Watts por hora (unidade de energia)
OPEX	Operational Expenditure (despesas operacionais)
O&M	Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central de Hidrelétrica
PET	Resina termoplástica da família dos poliésteres
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PWM	Pulse Width Modulation
SENGE	Sindicato dos Engenheiros
SFVs	Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes
SPS	Seasonal pumped-storage
UHE	Usina Hidrelétrica
UFF	Usina Fotovoltaica Flutuante
UGH	Central Geradora Híbrida
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Contexto	14
1.2. Justificativa	15
1.3. Objetivos	17
1.3.1. <i>Objetivo Geral</i>	17
1.3.2. <i>Objetivo Específico</i>	17
1.4. Metodologia.....	18
1.5. Estrutura do trabalho	18
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis.....	19
2.1.1. <i>Experiência Internacional e Nacional</i>	21
2.1.2. <i>Componentes e Tipologia das UHRs</i>	23
2.1.4. <i>Aspectos técnicos das UHRs</i>	24
2.1.3. <i>Ciclo de Armazenamento das UHRs</i>	26
2.1.4. <i>Tipo de Arranjo das UHRs</i>	28
2.1.5. <i>Arranjos de Máquinas Hidráulicas das UHRs</i>	29
2.1.6. <i>Vantagens da UHRs</i>	31
2.2. Usinas Fotovoltaicas Flutuantes	32
2.2.1. <i>Experiências Internacionais e Nacionais</i>	32
2.2.2. <i>Características Estruturais</i>	34
2.2.3. <i>Durabilidade e Desempenho</i>	36
2.2.3. <i>Aspectos Ambientais e Sociais</i>	39
2.2.4. <i>Custos e Riscos</i>	40
3. MODELO PARA DIMENSIONAMENTO DE UHRs.....	42
3.1. Estudos de Inventário	42
3.2. Turbinas reversíveis e máquinas de rotação fixa e variável.....	44
3.2.1. <i>Características de bombas e turbinas reversíveis</i>	44
3.2.2. <i>Submergência e cavitação</i>	45
3.2.3. <i>Pré-dimensionamento do rotor, da voluta e do tubo de sucção de uma turbina reversível</i>	47
3.2.4. <i>Torque máximo e rotação de disparo de uma turbina reversível</i>	47
3.2.5. <i>Peso, momento de inércia e empuxo hidráulico de bombas e de turbinas reversíveis</i>	47
3.2.6. <i>Características operacionais de turbinas reversíveis</i>	47
3.2.7. <i>Tipos de máquinas utilizadas em UHR</i>	49
3.3. Procedimentos adotados para o pré-dimensionamento de turbinas reversíveis e do circuito hidráulico de uma usina hidrelétrica reversível. 50	
3.3.1. <i>Cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba</i>	50
3.3.2. <i>Cálculo da submergência da turbina reversível</i>	52

3.3.3. Cálculo da rotação de disparo.....	54
3.3.4. Pré-dimensionamento dos diâmetros dos circuitos hidráulicos.....	55
3.3.5. Cálculo das perdas de carga nos circuitos hidráulicos.....	56
3.4. Arranjos da obra civil de uma usina hidrelétrica reversível e síntese de roteiro de cálculo de seus componentes.....	58
3.4.1. Os principais componentes e seus arranjos.....	58
3.5. Arranjo das obras.....	60
3.6. Pré-dimensionamento das tomadas d'água.....	60
3.6. Pré-dimensionamento dos vertedores.....	61
4. ESTUDO DE CASO.....	62
4.1. Caracterização da PCH REPI.....	62
4.2. Modelagem da Usina Fotovoltaica Flutuante.....	68
4.2.1. Aplicação da UFF no reservatório da PCH REPI.....	69
4.2.2. Simulação da UFF no PVsyst®.....	70
4.3. Modelagem do sistema de bombeamento.....	78
4.4. Avaliação de desempenho do sistema de armazenamento.....	82
4.5. Avaliação da operação conjunta com o sistema de armazenamento.....	83
5. CONCLUSÃO.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	87

1. INTRODUÇÃO

O presente capítulo busca apresentar o contexto atual da hibridização de Fontes de Energia Renováveis no Brasil e no mundo, bem como justificar os estudos realizados para elaborar esta monografia, demonstrando sua relevância técnica e acadêmica. A seguir são apresentados o objetivo geral, os objetivos específicos, cronograma de atividades e, por fim, é apresentada a estrutura da monografia.

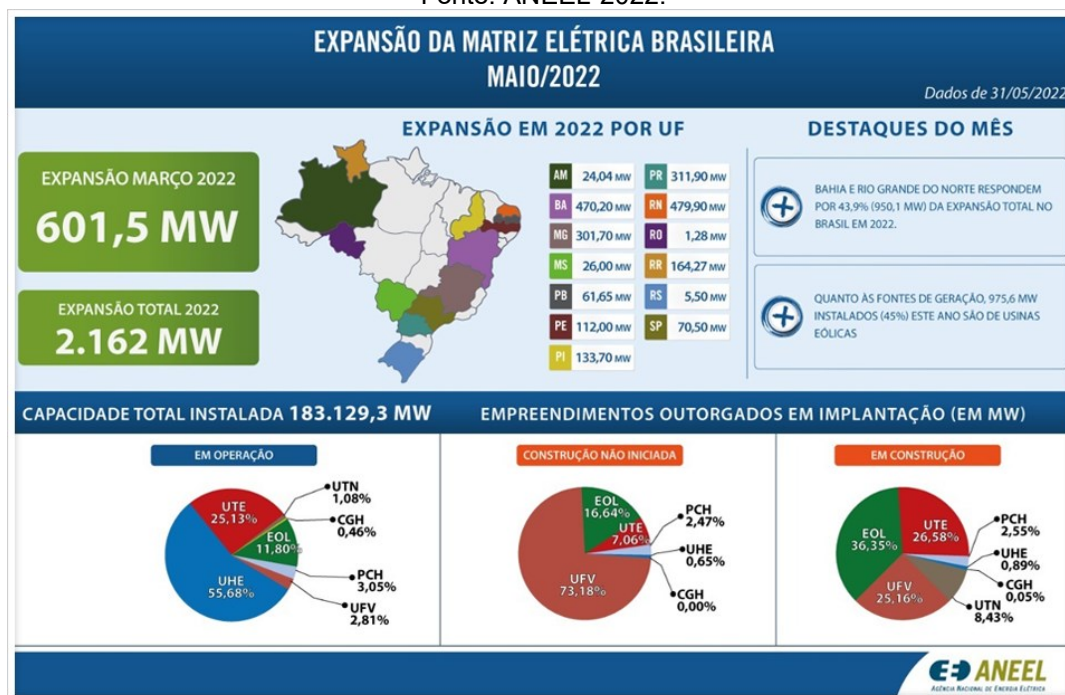
1.1. Contexto

A principal fonte de geração de eletricidade no Brasil é a fonte hídrica, devido as características topográficas e a existência de grandes bacias hidrográficas. Este fato tem como benefício o menor custo de geração de energia, porém sofre com a imprevisibilidade de geração devido vulnerabilidade às mudanças climáticas e ao uso múltiplo da água. Nos anos de crise hídrica, a água armazenada nos reservatórios das grandes hidrelétricas é utilizada para garantir a geração elétrica de toda a cascata do rio. Além de garantir a geração elétrica, a água armazenada é utilizada também abastecimento hídrico para atividades humanas e animal, com risco de comprometimento ao meio ambiente.

O setor elétrico brasileiro vive um momento de mudança estrutural, com uma diversificação da matriz elétrica, principalmente devido ao crescimento da participação das fontes intermitentes de geração eólica e solar. Atualmente o país passa por uma grave crise no cenário hídrico, o que tem reforçado a importância da expansão de novas fontes de geração na Matriz Elétrica Brasileira, conforme a Figura 1.

Figura 1: Expansão da Matriz Elétrica Brasileira - Maio/2022.

Fonte: ANEEL-2022.



Nesse cenário, com a regulamentação das usinas híbridas e associadas, conforme a REN ANEEL n° 954 de 30/11/2021 (ANEEL-954), constitui uma alternativa para o uso

eficiente dos recursos disponíveis, recursos energéticos e infraestrutura de rede. As usinas híbridas e associadas contribuem na complementaridade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia, o que proporciona o crescimento da capacidade de geração com menores investimentos em expansão do SIN. O balanço carga/geração nem sempre está sincronizado, as usinas hidrelétricas reversíveis são adequadas para restabelecer este equilíbrio.

Diante do exposto se verifica a necessidade de adequar o Sistema Interligado Nacional (SIN) para uma maior participação destas novas fontes de energia e uma adaptação às suas particularidades devido à despachabilidade das fontes, sendo este o ponto de sustentação deste estudo. Ressalta-se a dinâmica do sistema elétrico e que para manter a estabilidade do Sistema Elétrico de Potência - SEP é necessária uma reserva girante para garantir o equilíbrio carga/geração.

1.2. Justificativa

As centrais geradoras híbridas ou associadas, conforme ANEEL, são formadas a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica. Estes tipos de centrais geradoras compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura do sistema de conexão ao SEP. As principais diferenças entre híbridas e associadas estão relacionadas à outorga e localização do sistema de medição de faturamento. Conforme definição na ANEEL-954, a central geradora híbrida se caracteriza por uma instalação objeto de única outorga, que pode ter medição única ou distinta por tecnologia; as centrais geradoras associadas são compostas por duas ou mais instalações com outorgas e medições necessariamente distintas.

Na Nota Técnica da EPE (EPE-2021) apresentam os benefícios na hibridização de fontes, conforme segue:

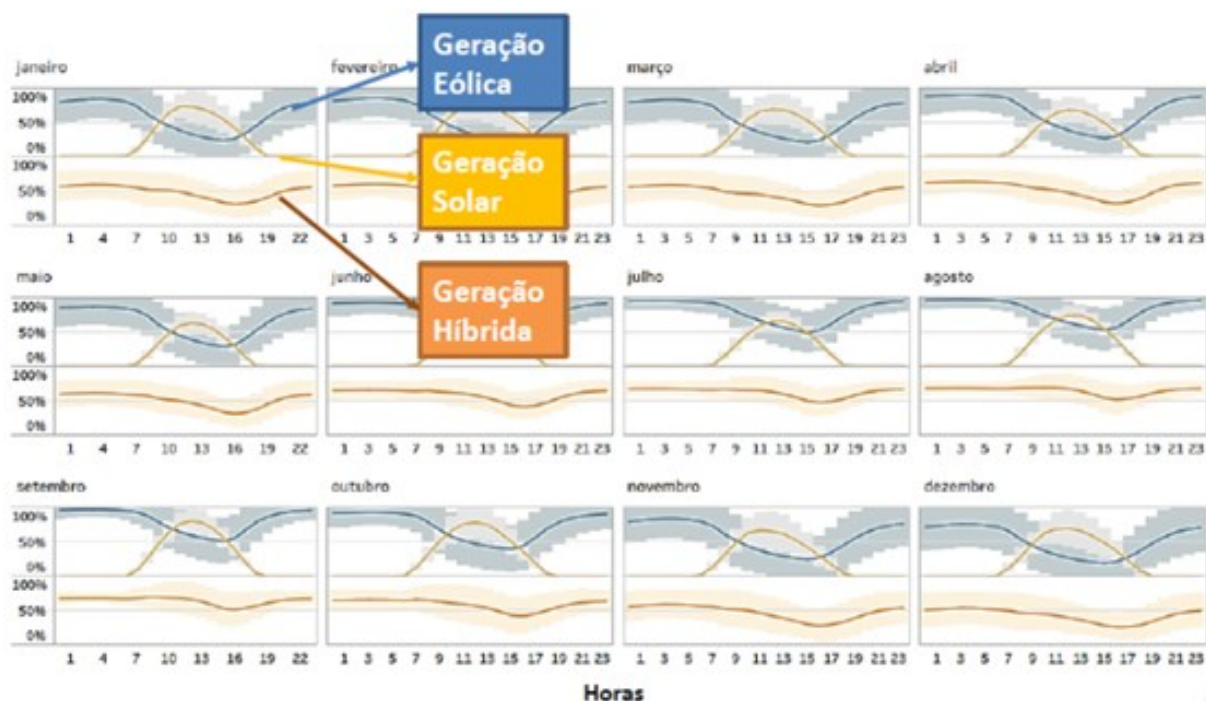
- Maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão;
- Redução dos custos de uso dos sistemas de conexão;
- Otimização do uso do terreno, com a redução de custos associados à compra ou arrendamento da área;
- Ganho em logística e planejamento da implantação das usinas, redução dos custos de operação e manutenção, que podem ser compartilhados entre as duas ou mais usinas;
- Compartilhamento do sistema de transmissão de interesse restrito;
- Unificação de licenças ambientais e a redução do custo de garantias financeiras.

No Relatório de Análise de Impacto Regulatório (ANEEL-2020) foi avaliada a complementaridade entre duas fontes no Estado da Bahia, neste caso com composição 30% solar e 70% eólica. A Figura 2 apresenta a análise do perfil de geração do arranjo híbrido ao longo do dia e as probabilidades de geração em patamares de potência distribuídos entre zero e a soma das potências do parque eólico e solar. Verifica-se uma complementaridade entre as fontes que é apresentada na curva de Geração Híbrida.

Uma das alternativas para reduzir o risco de vulnerabilidade do setor elétrico principalmente no período de escassez hídrica é o armazenamento de energia. As

Figura 2: Exemplo de Perfil de Geração de uma UFV x EOL.

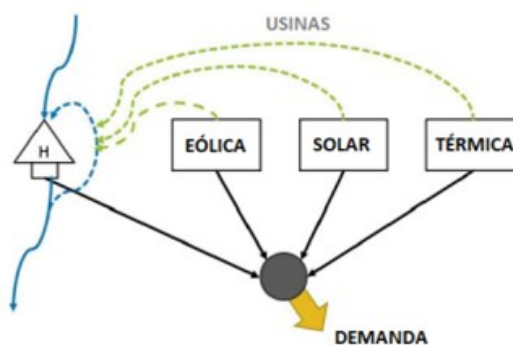
Fonte: ANEEL RELATÓRIO DE AIR N° 002/2020, de 23/07/2020 - Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas.



Considerando as vantagens apresentadas acima, uma opção para o conceito de Usina Híbrida é a utilização das fontes de geração de energia intermitentes (eólicas e fotovoltaicas) com a UHR, conforme proposto na Figura 3.

Figura 3: Arranjo de geração híbrida.

Fonte: Pegoreti-2017.

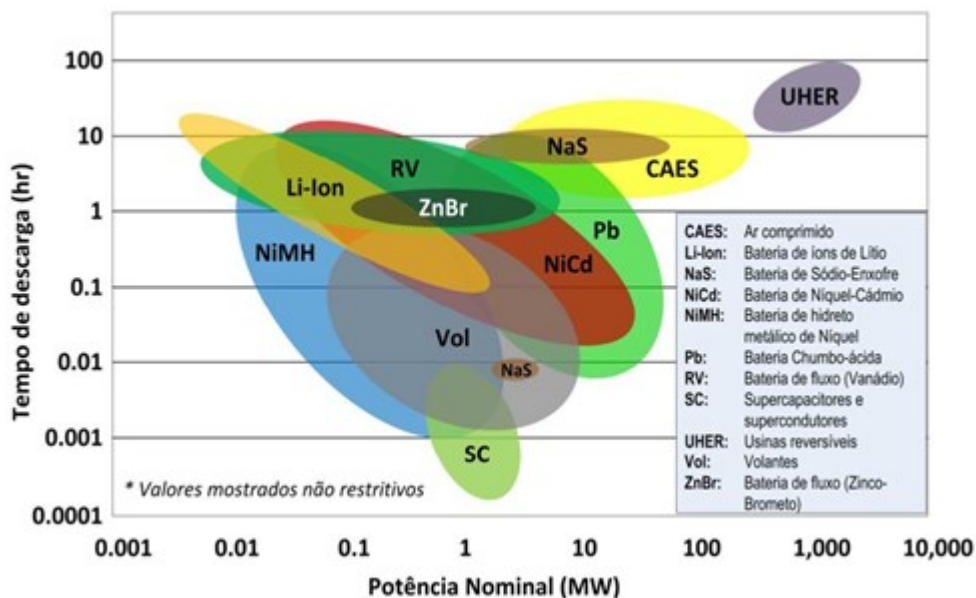


Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) são uma opção para armazenamento de energia com aplicação em vários países. Conforme GESEL-2020, as UHRs apresentam várias vantagens como: regularização de cascatas, armazenamento de excedentes de geração não controlável (vertimento no período chuvoso), otimização da expansão do sistema de transmissão e prestação de serviços ancilares, além de fornecer potência firme para o sistema. No “estado da arte” dos sistemas de armazenamento de energia

apresentado na Figura 4, verifica-se que as UHRs possuem os melhores índices de capacidade de armazenamento de energia e tempo de descarga.

Figura 4: Armazenamento de Energia.

Fonte: Canales-2015



1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo Geral

Este projeto de monografia tem como objetivo principal avaliar a hibridização das fontes de geração de energia hidráulica reversível – UHR e fotovoltaica flutuantes – UFF no SEP. Avaliar as principais adaptações e desafios na transformação de uma Usina Hidrelétrica – UHE tradicional para uma UHR, além dos impactos/restrições na utilização do reservatório para implantação de uma UFF.

1.3.2. Objetivo Específico

Na análise pretende-se realizar avaliações correlacionadas ao seu desenvolvimento, discutindo as questões da matriz energética e contribuindo para um maior conhecimento sobre o tema que serão apresentadas nas conclusões e indicações do trabalho. Assim, seguem os objetivos específicos a serem abordados:

1. Verificar as perspectivas técnicas/econômicas e da legislação regulatória e ambiental em função da geração hidrelétrica reversível e da fotovoltaica flutuante.
2. Elencar alterações necessárias no planejamento energético e elétrico do SIN em função da operação das usinas híbridas.
3. Avaliar as medidas necessárias para inserção das usinas híbridas preservando a despachabilidade do SIN.

4. Avaliar o ganho sistêmico com o aproveitamento dos reservatórios para implantação de Usinas Fotovoltaicas Flutuantes, considerando utilização do sistema de conexão existente.

1.4. Metodologia

Para elaboração do projeto será realizada uma revisão bibliográfica dos estudos, artigos, documentos normativos, dentre outros, disponíveis para embasar o tema.

Assim, serão avaliados de forma crítica, resoluções normativas e leis referentes a aplicação da Central Geradora Híbrida (UGH) seus incentivos e particularidades, para adoção da hibridização no setor elétrico brasileiro.

Aplicação dos conceitos apresentados em um estudo de caso com geração de fonte de Usinas Hidrelétricas Reversíveis e Usinas Fotovoltaicas Flutuantes para na avaliação da viabilidade de implantação deste tipo de sistema em usinas de pequeno porte como uma PCH.

Por fim, do ponto de vista dos procedimentos técnicos, trata-se de uma mescla entre pesquisa bibliográfica utilizando-se de materiais publicados na área (livros, artigos e normas) e a aplicação em um estudo de caso, com especificação de uma UFF e dimensionamento do sistema de bombeamento, para validação dos conceitos apresentados.

1.5. Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado em 4 capítulos e as referências. O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, destacando-se as definições, hibridização das fontes de energia renováveis, alguns conceitos básicos Usinas Hidrelétricas Reversíveis e Usina Fotovoltaicas Flutuantes.

No capítulo 2 será apresentada uma análise da aplicação usinas reversíveis. No capítulo para avaliação da implantação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis com o suprimento do bombeamento através da Usina Fotovoltaicas Flutuantes instalada no reservatório da própria usina hidrelétrica.

O capítulo 3 trata da discussão do modelo proposto e dificuldades para operacionalizar este esquema numa usina hidrelétrica existente. Nesta abordagem tem-se um modelo para avaliar, por exemplo, o uso de um sistema de bombeamento instalado no canal de fuga para manter o nível de armazenamento do reservatório.

No estudo de caso apresentado no capítulo 4 será avaliada a viabilidade técnico-econômica com a implantação de uma Usina Fotovoltaica Flutuante no reservatório auxiliar da PCH REPI alimentando o sistema de bombeamento instalado no canal de fuga da usina, para permitir o despacho no horário de ponta do sistema elétrico.

Finalmente, no capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões do trabalho e as propostas para os desenvolvimentos futuros. Apresentam-se, em seguida, as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

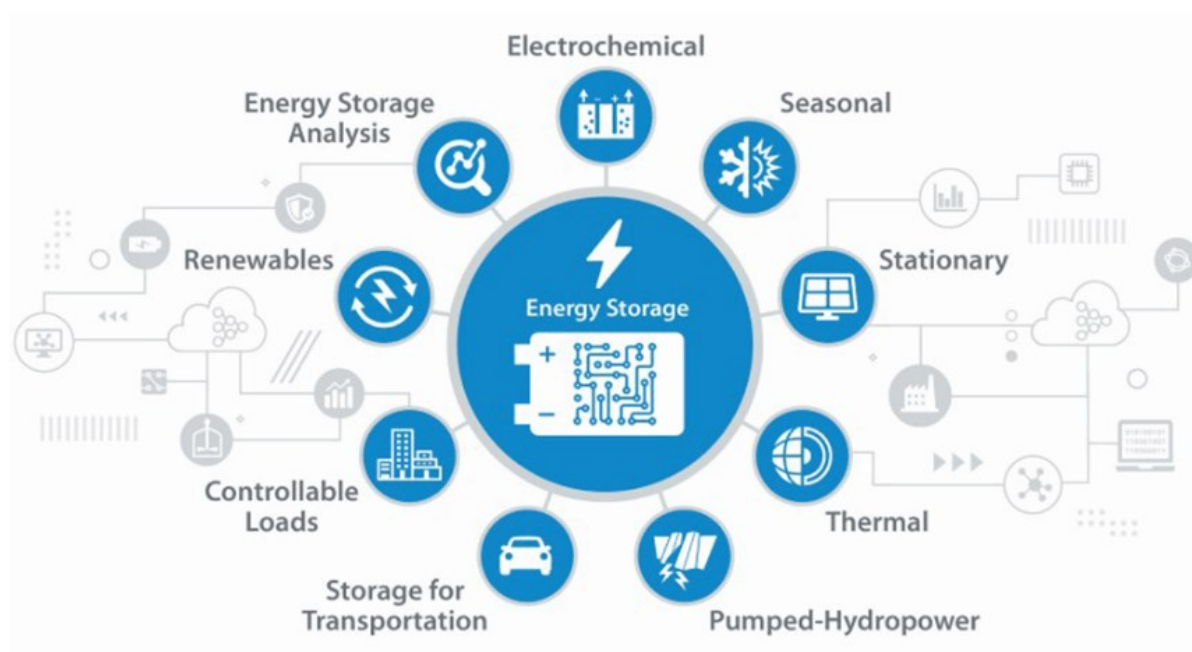
A integração de sistemas de energia elétrica envolve um projeto coordenado desde as etapas de planejamento, implementação, operação e/ou adaptação de sistemas existentes com o objetivo de fornecer serviços de energia de qualidade, confiáveis, seguros e econômicos com o mínimo impacto ambiental. Logo será apresentada a evolução do tema e da regulação normativa que propõem soluções para atender às necessidades de melhor explorar os recursos energéticos e uma forma de armazenamento das fontes de energia intermitentes.

2.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Sistemas de armazenamento de energia são amplamente pesquisados ao longo do tempo para se obter uma forma viável técnica/econômica de armazenamento, de modo que o sistema possa disponibilizar energia útil quando for conveniente. A Figura 5 apresenta as linhas de pesquisa de armazenamento de energia que abrange uma variedade de aplicações e tecnologias.

Figura 5: Estado da arte do Armazenamento de energia.

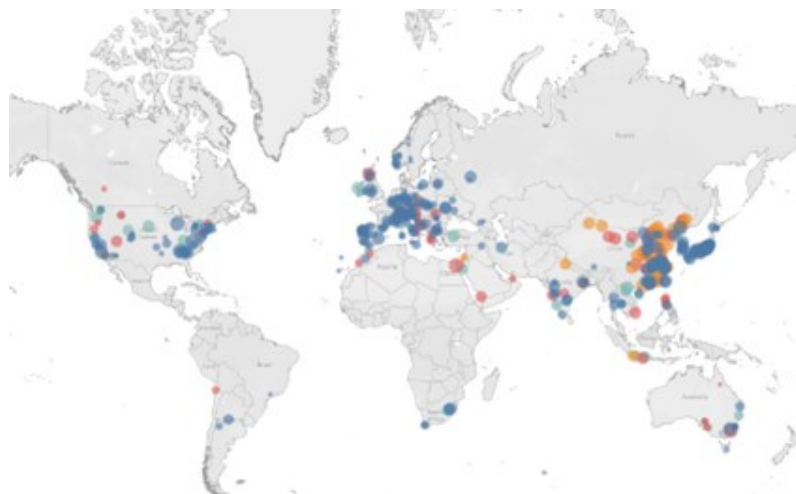
Fonte: IHA-2022.



Segundo o IHA-2022 a “energia hidrelétrica reversível é a maior tecnologia de baterias do mundo, respondendo por mais de 94% da capacidade instalada global de armazenamento de energia, bem à frente das baterias de íon-lítio e outros tipos de baterias”. As estimativas do IHA é que a capacidade de armazenamento de energia hidrelétrica deve aumentar para cerca de 240 GW até 2030. A Figura 6 apresenta o acompanhamento dos projetos.

Figura 6: Acompanhamento de projetos no mundo.

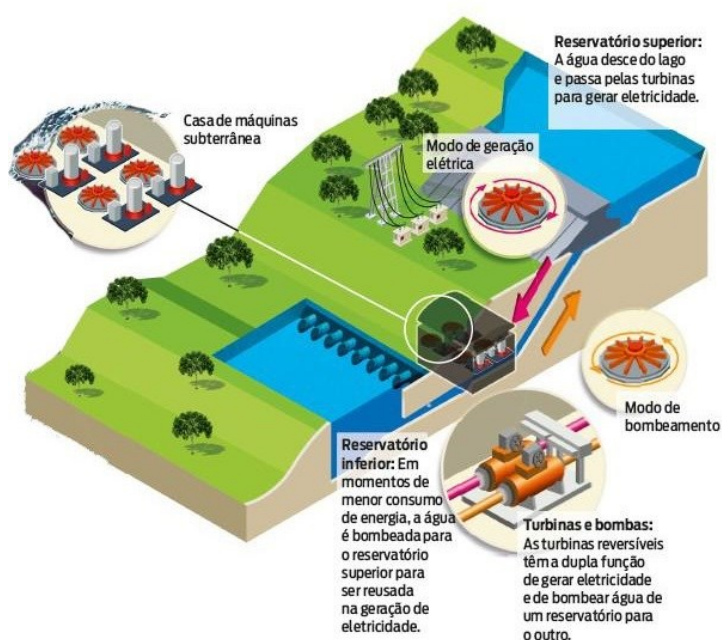
Fonte: IHA- 2018.



Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) são soluções que proporcionam o armazenamento energético e permite oferta de potência com a flexibilidade necessária para o atendimento à operação no ciclo diário, semanal, mensal, sazonal ou plurianual. Conforme Brandão–2021, o sistema consiste em dois reservatórios de água com uma interligação entre os reservatórios através de uma casa de força com bombas e geradores-motores. O processo consiste em bombeamento de água do reservatório inferior para o reservatório superior para armazenar energia, a Figura 7 apresenta um esquema básico de uma UHR.

Figura 7: Esquema de uma usina hidrelétrica reversível.

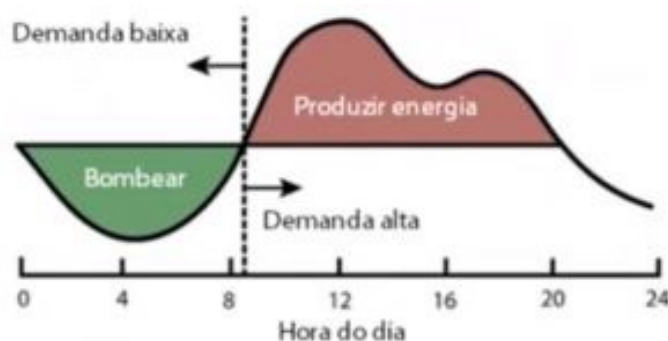
Fonte: SENGE-2020



A implementação de UHR no sistema de transmissão proporcionam benefícios sistêmicos relacionados à economia, segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica. Além constituir uma boa opção para garantir uma expansão econômica e sustentável do sistema elétrico, além de permitir que os operadores do sistema integrem recursos de energia renovável mais variáveis e menos flexíveis, como eólica e solar na rede. O fator determinante na análise de viabilidade econômica da UHR é a diferença entre o custo da energia gasta no bombeamento e a receita da energia gerada, conforme o gráfico a seguir.

Figura 8: Ciclo de operação da UHR tradicional.

Fonte: SENGE-2020



De acordo com Estudo da EPE (EPE-2020), “considerando que no Brasil não existem estudos atualizados e com precisão adequada que envolvam a identificação dos locais mais propícios para implantação de UHR com a caracterização básica de funcionamento desses aproveitamentos, incluindo custo de implantação, faz-se necessário e fundamental a realização de Estudos de Inventário de UHR, a luz do estado da arte tecnológico, mercadológico e socioambiental.”

2.1.1. Experiência Internacional e Nacional

Em 1890 na Suíça entrou em operação a primeira UHR para atender algumas indústrias locais. Segundo SULZER-1998 funcionava com um sistema de cabos de aço, que foi substituído por um sistema de água pressurizada. Esta tecnologia foi amplamente difundida na Europa, já nos Estados Unidos existia apenas uma unidade no estado de Connecticut com a capacidade de 25 MW (CESP-2014). As UHRs se consolidaram como tecnologia nos sistemas energéticos mundiais a partir das décadas de 1960 a 1980.

A principal finalidade das primeiras UHRs que entraram em operação era a de complementariedade das usinas termelétricas, bombeando durante a noite para armazenamento de energia e gerando para atendimento de ponta durante o dia. Assim, conforme BPA-2010, as termelétricas operavam na base, ou seja, com despacho constante, e as UHRs operavam com o objetivo de ajustar a curva de carga diária.

Segundo a referência MWH-2009, os primeiros projetos possuíam unidades separadas de geração e bombeamento, ou seja, havia um conjunto de gerador, turbina e tubulação para geração completamente separado de outro conjunto de motor, bomba e tubulação para bombeamento. Já a primeira turbina-bomba de grande porte foi

desenvolvida pela Voith em 1937, conforme Voith Hydro-2015. O sistema turbina-bomba permitiu uma grande economia devido redução dos custos de implantação das UHRs, pois dispensa a necessidade de instalações separadas para os conjuntos motor-bomba e turbina-gerador, reduzindo o tamanho das estruturas: sistemas de dutos, casas de máquinas e outros acessórios. A principal desvantagem deste tipo de sistema turbina-bomba era a sua eficiência, visto que eram projetadas para operar nas funções de bomba e gerador, no sentido inverso.

A eficiência das máquinas hidráulicas, tanto UHRs como de hidrelétricas convencionais, começaram a melhorar em meados do século XX com o desenvolvimento de método dos elementos finitos para modelagem das máquinas consequentemente uma evolução nos estudos envolvendo cavitação, (BPA, 2010).

As UHRs operavam tipicamente, até os anos 1970, bombeando água durante a noite e gerando durante o dia. Neste tipo de operação, a velocidade com que se alterna do modo de bombeamento para o modo de geração não é muito relevante. A necessidade de velocidade na inversão da operação começou a surgir e, a partir disso, foi desenvolvido o sistema ternário em UHRs (BPA 2010), que possui duas máquinas hidráulicas (turbina e bomba) e apenas uma máquina elétrica (motor-gerador). Neste caso o motor-gerador pode rotacionar sempre no mesmo sentido, a alternância entre os modos de operação pode ocorrer de forma rápida, mudando apenas sua ligação entre turbina e gerador (Voith-2013).

O Japão investiu de forma consistente na construção de UHRs, com o objetivo de complementar a geração nuclear e na geração de ponta das UTEs. Historicamente, o Japão possui uma dependência da importação de combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia, e optou pelo uso de usinas nucleares como principal fonte. O Japão investiu também na construção de UHRs com a finalidade de complementar a geração nuclear e garantir/flexibilizar o atendimento ao sistema elétrico. Devido a localização geográfica tem um baixo intercâmbio de energia que também contribuiu para a expansão das UHRs, de forma a aumentar a segurança energética e mitigar a dependência externa. Conforme Barbour et al., 2016, o Japão foi pioneiro na construção de UHRs offshore, neste caso estoca a água do mar no reservatório superior.

A tabela 1 apresenta os números de UHRs em diferentes partes do mundo por empresa proprietária. Nota-se que SGCC, na China, é a empresa que tem maior capacidade total instalada. Em particular, o Japão possui no âmbito Nacional a maior capacidade instalada, totalizando 20,4 GW.

Com relação a China, devido ao elevado crescimento econômico do país, o consumo de energia tem-se elevado de forma acelerada nos últimos anos. Neste caso a UHR é uma alternativa para acompanhar a curva de carga e assegurar a confiabilidade do SEP.

Em função das metas ambientais de redução as emissões de gases poluentes, o governo chinês está incentivando a implantação de fontes de energia renováveis intermitentes. Devido as restrições do sistema de transmissão de energia também incentivou a implantação de UHRs com o objetivo de postergação da necessidade de expansão da rede de transmissão. O parque gerador Chinês tem uma grande quantidade de UTEs, principalmente a carvão, o que beneficia com a presença das usinas reversíveis.

Tabela 1: Propriedade das UHRs por GW e número de usinas.

Fonte: Barbour-2016.

Localização	Empresa proprietária	Número de usinas	Capacidade Total Instalada (GW)
China	SGCC	17	15,2
Europa	ENEL	24	8,3
Japão	Tóquio EPCO	9	7,3
Europa	FED	12	6,2
Japão	J-Power	7	5,0
Japão	Kansai EPCO	4	4,9
China	CSPSG	3	4,9
Europa	Iberdrola	11	4,9
Europa e EUA	GDF Suez	8	4,7
Japão	Chugoku EPCO	5	3,2

O desenvolvimento industrial brasileiro a partir de 1930, principalmente no eixo Rio - São Paulo, tinha uma grande limitação no suprimento de energia na região que era um impeditivo para o desenvolvimento econômico. Fato este que motivou as ampliações de capacidade de geração nas usinas existentes. Conforme EPE-2021:

“foram instaladas quatro UHR no Brasil, sendo três usinas no estado de São Paulo: Pedreira, Traição e Edgard de Souza, comissionadas em 1939, 1940 e 1955, respectivamente, e a UHR Vigário, no estado do Rio de Janeiro, comissionada em 1952. Desse total, uma usina foi desativada (Edgard de Souza) e as demais não operam normalmente como usinas reversíveis, devido às restrições operativas descritas na continuação.”

O sistema mais importante é complexo Henry Borden, no estado de São Paulo que tem as usinas Pedreira (100MW) e Traição (22MW) responsáveis por bombear a água do rio Pinheiros para o reservatório Billings, permitindo a produção de energia na usina hidrelétrica de Henry Borden na cidade de Cubatão. Brandão-2021 cita que:

“no contexto energético no qual esta tecnologia foi empregada, no passado, se mostra diferente das motivações provenientes da realidade atual”.

Conclui-se, assim, que a construção das UHRs ao redor do mundo no sentido tecnológico não tem nada de inovação, visto que é uma tecnologia já em operação em vários países desde a década 1930.

2.1.2. Componentes e Tipologia das UHRs

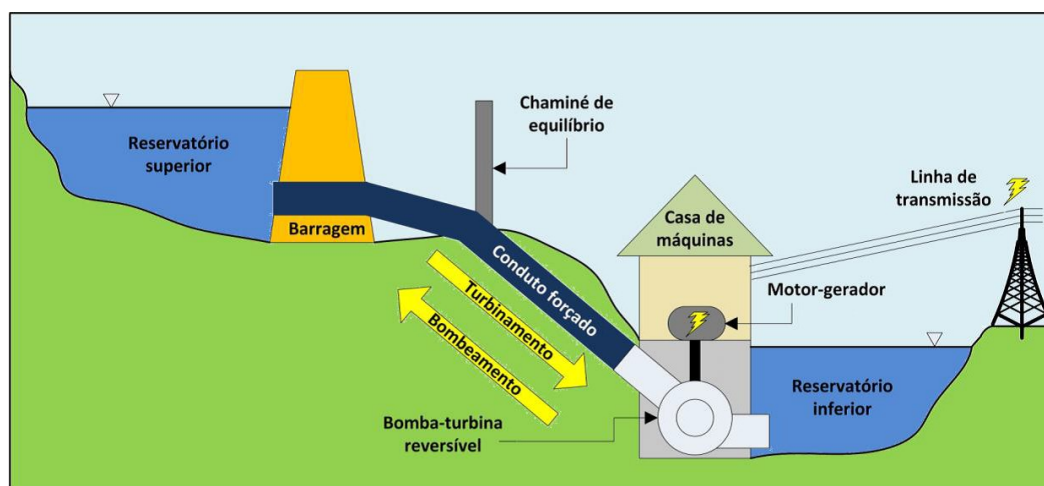
As usinas hidrelétricas reversíveis são soluções de armazenamento energético que consistem em dois reservatórios de água, um conduto forçado conectando estes reservatórios e uma casa de força com turbinas-bombas e geradores-motores. No bombeamento de água do reservatório inferior para armazenar para o reservatório superior, nesta condição o processo consome energia elétrica. Na condição de turbinamento,

funcionando como gerador de energia, a água do reservatório superior flui pelo sistema conduto forçado/turbina em direção ao reservatório inferior.

Os principais componentes de uma UHR, conforme a Figura 9, são: barragens, turbinas-bombas, geradores-motores, casa de força, subestação, equipamentos de controle e os reservatórios inferior e superior. Pode ser necessário chaminés de equilíbrio e vertedouros, dependendo do tipo de arranjo da usina.

Figura 9: Representação de uma UHR.

Fonte Canales-2015



2.1.4. Aspectos técnicos das UHRs

As instalações das UHRs são muito semelhantes às de usinas hidrelétricas convencionais, a principal diferença é o sistema de bombeamento existente na usina reversível. Na condição de bombeamento, sistema de reversão, de uma UHR tem três configurações possíveis, Pinheiro-2020:

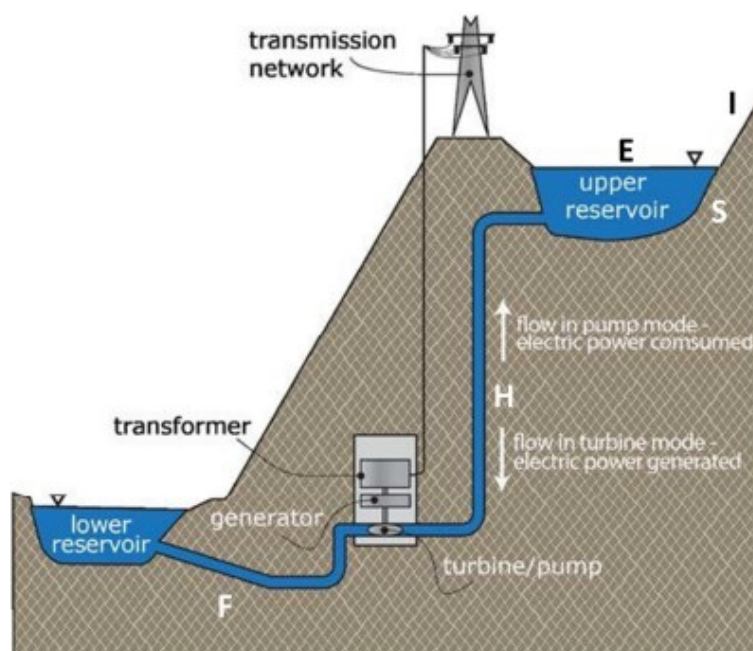
- Sistema único para geração e bombeamento: nesta configuração se tem os mesmos equipamentos máquina hidráulica (turbina-bomba), máquina elétrica (motor-gerador) e conduto forçado (penstock) utilizados para geração e para bombeamento. A diferença entre os dois processos é o sentido de rotação das máquinas e do fluxo d'água no conduto forçado;
- Sistemas quaternário: nesta configuração os sistemas são completamente separados sendo um sistema exclusivo para geração (gerador, turbina e conduto forçado) e outro para o bombeamento (motor, bomba e conduto forçado). Neste caso verifica-se um aumento das estruturas da usina, mas com a vantagem de se ter equipamentos hidráulicos dimensionadas especificamente para as operações de turbinamento e bombeamento com ganho de eficiência na operação. Segundo MWH-2009 este tipo de configuração devido aos custos elevados não é construído atualmente;
- Sistema ternário: assim denominado devido a constituição distinta das máquinas hidráulicas em três partes: turbina, bomba e motor-gerador. O sentido de rotação

do motor-gerador é o mesmo para geração e bombeamento. Durante a geração tem-se o funcionamento da usina como uma hidrelétrica tradicional, uma turbina impulsiona o motor-gerador e, durante o bombeamento, o mesmo impulsiona a bomba. Conforme Voith Hydro-2013, esta configuração proporciona um ganho significativo no valor comercial durante a operação da usina, pois permite as transições entre os modos de operação de forma mais rápidas.

Para a construção de uma UHR deve ser observado a topografia que são caracterizadas pelas distâncias horizontais curtas e por verticais altas entre os reservatórios superior e inferior da usina, conforme apresentado na Figura 10. A relação para medir a viabilidade inicial de projeto de uma usina reversível está relacionado à razão entre altura da queda em metro (H) e o comprimento do conduto forçado em km (L) em estudos de nível de localização. Logo, quanto maior for a relação H/L melhor é o aproveitamento da UHR para serviços de armazenamento energético. Segundo MWH-2009 os projetos mais viáveis são aqueles que apresentam uma relação L:H abaixo de 10. Razões mais baixas tendem a apresentar um custo menor em termos de $\$/kW$ ".

Figura 10: Componentes de uma UHR.

Fonte: Brandão-2021



Os custos do projeto de armazenamento bombeado são diferentes dos das hidrelétricas tradicionais e dependem: do tamanho da usina; dos estudos de inventário; aquisição de terrenos; projeto executivo, e; dos custos de construção. Isso se deve ao fato de existirem custos específicos referente à localização da planta que contribuem de forma significativa no custo final para um projeto de armazenamento bombeado.

2.1.3. Ciclo de Armazenamento das UHRs

Algumas bacias hidrográficas tem bons recursos hídricos o que é determinante para definir a capacidade de armazenamento hídrico do reservatório superior, logo uma UHR pode ter vários ciclos de armazenamento, sendo: horários, diários, semanais, mensais, sazonais ou plurianuais. Este fato está diretamente associado ao tamanho do reservatório superior, que é determinante para estabelecer os ciclos de armazenamento, que são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Ciclos de Armazenamentos das UHRs.

Fonte: Brandão-2021.

Tipo de UHR	Modo de operação	Motivação da operação da UHR
Ciclo plurianual	Bombeamento	Sobra de geração por fontes renováveis (Solvang <i>et al.</i> , 2014)
		Preços dos combustíveis fósseis mais baratos Demanda de eletricidade abaixo da média (Hunt <i>et al.</i> , 2016)
	Geração	Falta de geração por fontes renováveis (Solvang <i>et al.</i> , 2014)
		Preços de combustíveis fósseis caros Demanda de eletricidade acima da média (Hunt <i>et al.</i> , 2016)
Ciclo sazonal	Bombeamento	Período úmido com muita geração hídrica (Hunt <i>et al.</i> , 2014)
		Verão com elevada geração solar (Hunt <i>et al.</i> , 2020)
		Período ventoso com elevada geração eólica (Bueno e Carta, 2006; Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Período com baixa demanda por eletricidade
	Geração	Período seco com pouca geração hídrica (Hunt <i>et al.</i> , 2014)
		Inverno com pouca geração solar (Hunt <i>et al.</i> , 2020)
		Período com poucos ventos e baixa geração eólica (Bueno e Carta, 2006; Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Período com alta demanda por eletricidade
Ciclo semanal	Bombeamento	Final de semana, quando a demanda por eletricidade é menor (Newbery, 2018)
		Dias ventosos, nos quais a geração eólica é elevada (Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Dias ensolarados, nos quais a geração solar é elevada (Huertas-Hernando <i>et al.</i> , 2017)
	Geração	Dias úteis, quando a demanda por eletricidade é alta (Newbery, 2018)
		Dias com pouco vento, nos quais a geração eólica é reduzida (Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Dias nublados, nos quais a geração solar é baixa (Huertas-Hernando <i>et al.</i> , 2017)
Ciclo horário	Bombeamento	Noite, quando a demanda é baixa (Chazarra <i>et al.</i> , 2017)
		Dia com elevada geração solar (Butera <i>et al.</i> , 2019)
	Geração	Dia, quando a demanda é elevada (Chazarra <i>et al.</i> , 2017)
		Noite, quando não há geração solar (Butera <i>et al.</i> , 2019)
Ciclo horário	Bombeamento e geração	Serviços ancilares envolvendo geração e bombeamento por hora (HUHR): controle de frequência, remoção de harmônicos na rede e fornecimento de energia de reserva em caso de distúrbios no fornecimento regular

A comparação entre a operação de barragens convencionais e usinas reversíveis sazonais, são apresentadas na Figura 11. Nos sistemas convencionais, toda a vazão do rio é armazenada em um reservatório, caso tenha uma capacidade de armazenamento suficiente. Com o Sistema de Armazenamento Bombeado Sazonal - SPS (Seasonal pumped-storage) o reservatório de armazenamento é paralelo à bacia do rio e a entrada o fluxo é limitado à capacidade de bombeamento SPS, conforme a Figura 9.

As UHRs podem operar tanto nos ciclos sazonais ou quanto plurianuais, enfrentam desafios, mas representam oportunidades na gestão de recursos hídricos que são:

- Regulação da vazão do rio;
- Armazenamento sazonal ou plurianual;
- Controle enchentes;
- Controle da qualidade de água;
- Transferência de água interbacias;
- Armazenamento híbrido com baixa evaporação (Hunt-2018);
- Segurança hídrica.

Figura 11: Diagrama (a) reservatório de hidrelétrica (b) Armazenamento sazonal bombeado.

Fonte: Hunt-2018

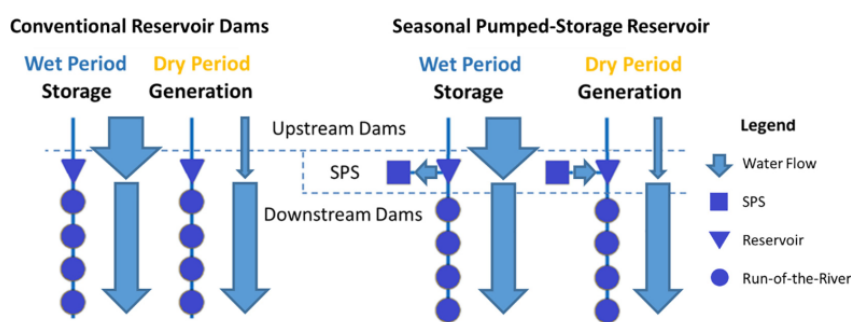
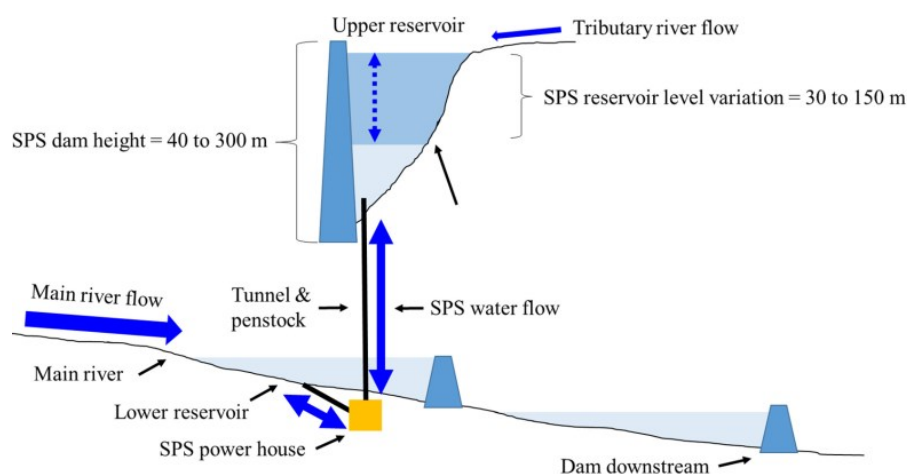


Figura 12: Arranjo- UHR sazonal.

Fonte: Hunt-2018



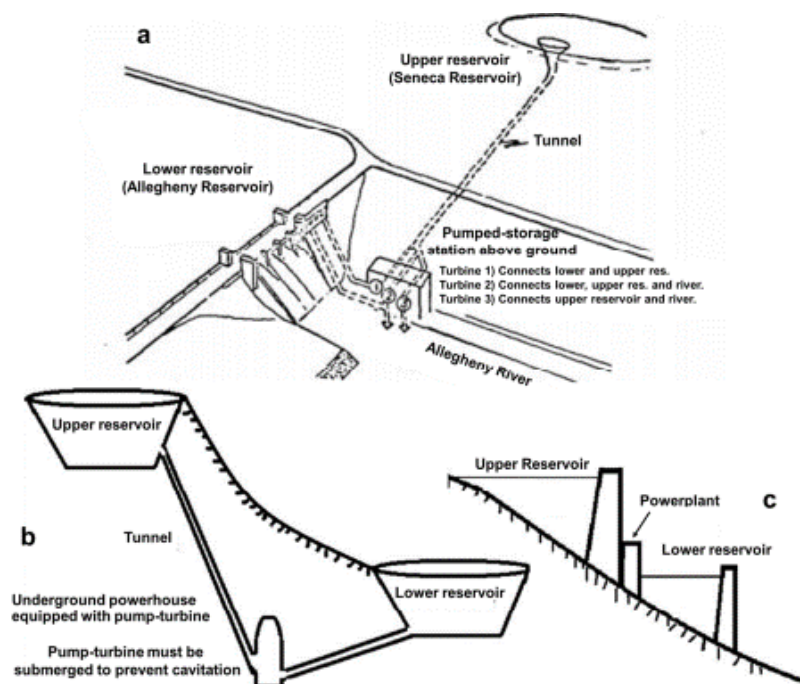
2.1.4. Tipo de Arranjo das UHRs

Os tipos de arranjos de UHRs mais conhecidos são:

- Ciclo aberto: neste caso há um fluxo significativo de água para o reservatório superior e inferior, para minimizar o impacto no fluxo do rio geralmente faz uso de barragens existentes como reservatório inferior, conforme Figura 13a;
- Ciclo fechado: este tipo de arranjo possui reservatórios superior e inferior longe de uma grande fonte de água e, portanto, com uma entrada de água limitada no sistema. Normalmente é limitada a ciclos de armazenamento diários e semanais, conforme Figura 13b;
- Tipo pump-back: a casa de máquinas instalada junto da barragem superior. Este tipo de arranjo aumenta a flexibilidade e a faixa operacional da usina, conforme Figura 13c.

Figura 13: Tipos de Arranjos – UHRs (a) Circuito Aberto; (b) Circuito Fechado; e (c) Tipo pump-back.

Fonte: Hunt-2018



Segundo Brandão-2021, alguns novos arranjos estão sendo avaliados para melhorar o desempenho das UHRs, que são:

- Usina hidrelétrica reversível sazonal de ciclo combinado de curto e longo prazo (UHRCCL): alternativa para armazenamento de água em reservatórios sazonais de longo prazo;
- Combinação de geração hidrelétrica com armazenamento por bombeamento através de usina hidrelétrica reversível (CHUHR): neste arranjo o reservatório inferior é construído no rio principal, ou se utiliza o reservatório existente e a casa de força é instalada a jusante da barragem;

- Sistema de osmose reversa integrada com usina hidrelétrica reversível (ORUHR): Conforme Brandão-2021, “*Esta integração é interessante, uma vez que a pressão constante exercida a partir de um reservatório superior com água salgada nas membranas de osmose reversa diminui os custos e aumenta a eficiência destes sistemas*”.

A Tabela 3 apresenta a comparação dos arranjos, com benefícios e possíveis barreiras para implantação das UHRs, conforme Brandão- 2021:

Tabela 3: Comparação dos Arranjos das UHRs.

Fonte: Brandão-2021.

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

2.1.5. Arranjos de Máquinas Hidráulicas das UHRs

Nas UHRs convencionais são mais usuais os conjuntos turbo-bombas de velocidade fixa, atualmente são aplicadas as turbo-bombas de velocidade variável (adjustable speed), são mais eficientes e no modo de bombeamento tem a capacidade de ajustar o consumo de energia.

As principais vantagens da turbo-bomba de velocidade variável são:

- Proporcionar mais flexibilidade e maior eficiência nas operações de turbinamento e bombeamento;

- A capacidade de ajustar o consumo de energia durante o bombeamento;
- Aumentar a variação permitida das alturas de queda/elevação em que a UHR pode operar.

O ciclo de bombeamento normalmente no período fora da ponta, neste caso a carga consumida por estas máquinas podem ser ajustada para se adequar ao suprimento. No horário de ponta, quando as turbo-bombas em geral estão turbinando, sua geração pode se ajustar às variações da demanda de carga. Logo a tecnologia de rotação variável é uma solução interessante para atender os requisitos de confiabilidade da rede, além dos desafios de integração de energia intermitente das fontes renováveis. Na Tabela 4 é apresentada uma comparação entre os sistemas com rotação/velocidade fixa e rotação/velocidade variável.

Tabela 4: Comparação entre os sistemas com rotação/velocidade fixa e variável.

Fonte: Brandão-2021.

	Sistema de rotação fixa	Sistema de rotação variável	Observações
Volume da barragem	Praticamente o mesmo		O sistema de rotação variável pode operar com um nível de água muito menor
Volume da caverna da casa de força	100%	105%	O sistema de rotação variável precisa de um pouco mais de espaço para o rotor e o sistema de excitação
Custo da turbina e do gerador (incluindo o sistema de excitação)	100%	140%	O sistema de rotação variável custa bem mais, devido aos custos maiores do rotor e do sistema de excitação
Eficiência da turbina	100%	0,5% de ganho para a potência máxima e 2,5% para cargas parciais	No modo turbina, a máquina com rotação variável pode alcançar sua melhor eficiência
Faixa de operação no modo geração	50-100%	30-100%	No sistema de rotação variável, a faixa de operação no modo geração é maior
Faixa de operação no modo bombeamento	Constante	70-100%	No sistema de rotação variável, a faixa de operação no modo bombeamento é ajustável
Tempo de resposta entre entrada e saída (operação normal)	0-100%/60s	0-100%/60s	O tempo de resposta depende das características da turbina
Tempo de resposta entre entrada e saída (transiente)	Impossível	20 MW/0,1s	O sistema de rotação variável realiza um controle rápido, convertendo rotação em energia

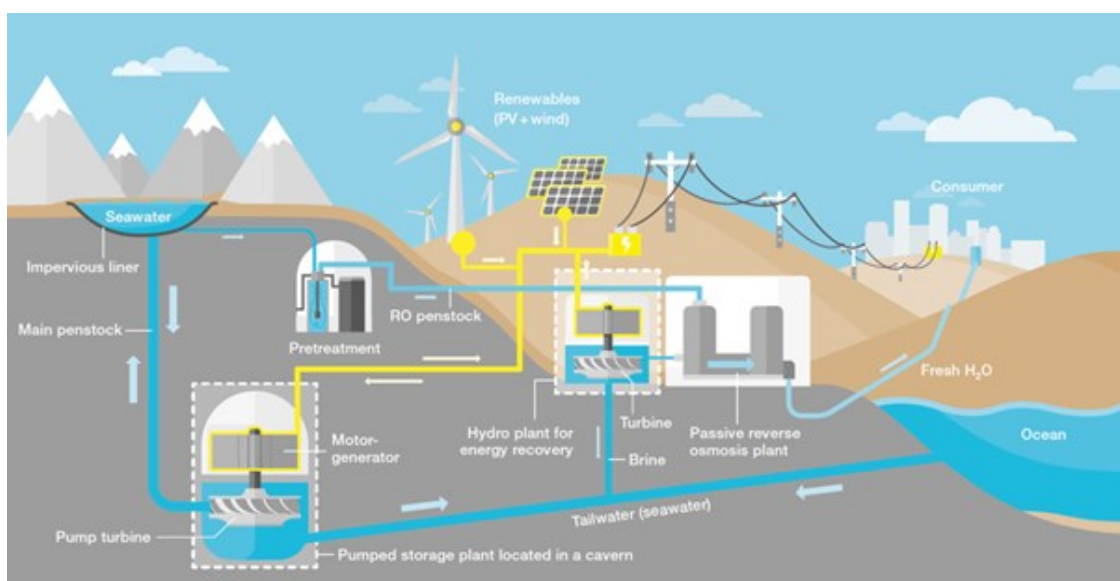
2.1.6. Vantagens da UHRs

A tecnologia de armazenamento de energia hidráulica bombeada (UHR) está tecnicamente e economicamente bem estabelecida para se adotada em escala comercial e tem sido usada desde a década de 1890. Ressalta-se que a energia hidrelétrica não é apenas uma fonte de energia renovável e sustentável, mas apresenta a característica de flexibilidade e capacidade de armazenamento que possibilita melhorar a estabilidade do sistema elétrico e além de firmar a produção de energia das fontes intermitentes de energia renovável, como eólica e solar. Logo, tem-se verificado um interesse pelas Usinas Hidrelétricas Reversíveis, com destaque para reativação de antigas pequenas centrais hidrelétricas com aproveitamento da infraestrutura existente, como parte hidráulica com a conexão com a rede.

Segundo Dr. Klaus Krueger - Head of Plant & Products Safety and Innovation, Voith Hydro, Voith-2022. Os conceitos híbridos e simbióticos podem trazer maior estabilidade da rede, empregos qualificados e esperança de um futuro descarbonizado”, a Figura 14 apresenta uma visão de integração dos recursos energéticos.

Figura 14: Estado da arte na hibridização das fontes de energia.

Fonte: (Voith-2022)



Os avanços tecnológicos como a operação do conjunto turbina-bomba com velocidade ajustável proporcionam um considerável avanço na eficiência das UHRs. Segundo MWH-2009, a velocidade variável permite ajustar com maior precisão a velocidade e consequentemente a potência gerada, reduzindo assim o tempo de resposta para variações de demanda que ocorram em tempo real.

As principais vantagens das UHRs são:

- Operação flexível e confiável: são capazes de reagir às variações de demanda da rede no menor tempo possível, gerando a energia de acordo com a demanda ou consumindo energia, via o bombeamento, no caso de excesso;

- Bateria verde: no estágio atual de desenvolvimento da tecnologia o armazenamento bombeado apresenta-se como uma forma economicamente viável e em grande escala para armazenar energia;
- Alto valor econômico: as usinas reversíveis funcionam com um nível de eficiência de até 82%, conforme MWH-2009;
- Gestão de recursos hídricos e controle de enchentes
- Vida útil de mais de 80 anos, conforme MWH-2009;
- Hibridização: Combinando armazenamento bombeado e energia eólica ou solar.

2.2. Usinas Fotovoltaicas Flutuantes

A energia solar fotovoltaica vem ganhando notoriedade por ser uma fonte renovável e sustentável, apresentando um considerável crescimento mundial do setor. Dentro os diversos tipos de instalação os Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes (SFVs), a instalação sobre superfície d'água, apresenta como opção interessante em países que possuem poucas terras produtivas, o que proporciona um melhor aproveitamento de áreas disponíveis em lagos, represas e regiões costeiras. Entre as principais vantagens deste tipo de instalação tem-se a redução de temperatura dos módulos e da taxa de evaporação de reservatórios e lagos, bem como a diminuição da proliferação de algas por conta da menor luminosidade que incide sobre o ecossistema aquático local. Os números da Agência Nacional de Águas (ANA-2022) do Brasil, indicam a existência de 240.899 massas d'água, com uma área superficial total de 173.749,56km². Sendo que cerca de 66.732 (27,6%) são classificadas como de origem natural, o que é determinante para aplicação da tecnologia flutuante fotovoltaica no cenário brasileiro.

2.2.1. Experiências Internacionais e Nacionais

Na província de Aichi no Japão, em 2007, foi construída a primeira planta fotovoltaica flutuante. Outras usinas foram construídas posteriormente para realização de testes e pesquisas na França, Itália, República da Coreia, Espanha e por último nos Estados Unidos, em 2018 na vinícola de Far Niente na Califórnia, foi a primeira UFF com fins comerciais. A Tabela 5 apresenta o histórico das principais usinas construídas entre 2007 e 2013.

Tabela 5: Principais UFFs Internacionais construídas de 2008 a 2013.

Fonte: Dessanai-2021 - Adaptado pelo Autor, 2022.

Ano	Local	Descrição	Potência (kWp)
2007	Aichi, Japão	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia	20
2008	Califórnia, USA	Far Niente – Vinícolas Califórnia	175
2009	Bubano, Itália	Bryo	500
2010	Agost, Espanha	Celemin Energy & Polytechnic – Universidade de Valência	300
2011	New Jersey, USA	Estação de tratamento de água Canoe Brook”	112
2012	Hapcheon, Coreia do Sul	Represa Hapcheon, K-Water	500
2013	Okegawa, Japão	Ciel et Terre	1.157

O Brasil começou a estudar e desenvolver o seguimento de UFF (Usinas Fotovoltaicas Flutuantes) a partir de 2015, sendo estimado um potencial de até 4.519 GWp para o ramo através da utilização de reservatórios de hidrelétricas, com uma geração anual em torno de 4.443 TW/h (MME-2020). Entre os projetos mais relevantes em âmbito nacional, são apresentados na Tabela 6:

Tabela 6: Principais UFFs construídas no Brasil.

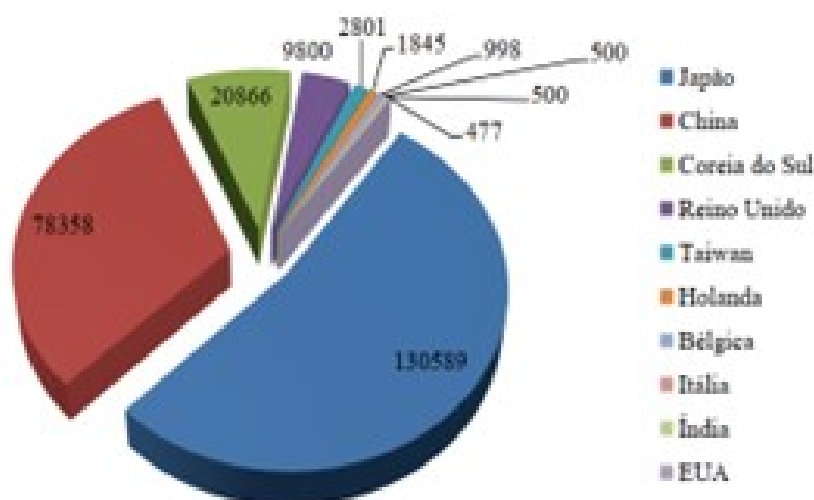
Fonte: Dessanai-2021 - Adaptado pelo Autor, 2022.

Ano	Local	Descrição	Potência (kWp)
2016	UHE Porto Primavera ¹ - Rosana - SP	P&D CESP - SP	50
2017	Fazenda Figueiredo - Goiás	Lago artificial conectado ao sistema Distribuição da Enel - Goiás	304
2017	UHE Balbina - Presidente Figueiredo, AM	Projeto piloto - MME	5.000
2019	UHE São Francisco – Sobradinho - Bahia	Eletronorte juntamente com a Chesf	2.500
2021	Volta Grande do Rio Xingu – PA.	Projeto Piloto do “Energia Verde no Xingu”	0,4
Sem Previsão	UHE Itumbiara – MG.	Furnas	200
	UHE de Aimorés – MG.	P&D	100 kW

Os sistemas UFFs atualmente vem crescendo nos países como Austrália, Brasil, China, Canadá, Índia, Cingapura, entre outros, que identificaram na tecnologia vantagens para a expansão da capacidade energética instalada. A China é o primeiro em instalação de sistemas flutuantes do mundo, sendo a maioria das plantas foram construídas em lagos de mineração (WBG-2019). A Figura 15 apresenta capacidade instalada em quilowatt-pico (kWp) das 100 maiores plantas fotovoltaicas flutuantes no mundo e seus respectivos países.

Figura 15: Capacidade instalada das 100 maiores plantas fotovoltaicas flutuantes no mundo.

Fonte: World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program, Solar Energy Research Institute of Singapore (2019).



2.2.2. Características Estruturais

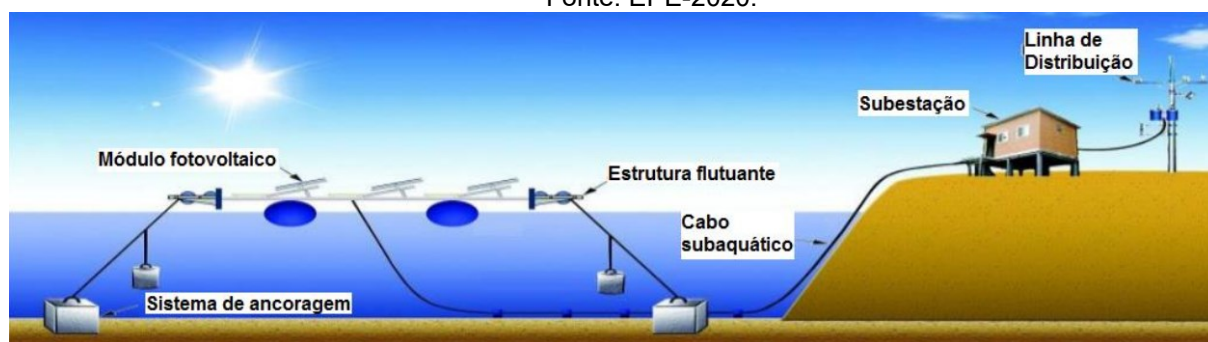
Conforme EPE-2020 “A principal diferença entre um sistema solar fotovoltaico convencional (em terra) e uma usina fotovoltaica flutuante (UFF) é a plataforma flutuante (estruturas de suporte para fixação dos módulos fotovoltaicos, cabos e em alguns casos também inversores), juntamente com ancoragem e ancoradouro.”

Os principais componentes de uma usina fotovoltaica flutuante são (Figura 16):

- Sistema de ancoragem e amarração: para fixação da plataforma flutuante nas margens e/ou no fundo do corpo d’água, e que deve ser capaz de resistir aos esforços causados pela variação do nível d’água e pelo vento;
- Módulos fotovoltaicos: responsável por captar a irradiação solar e converter em energia elétrica;
- Estrutura flutuantes: estrutura de suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos, tem a função de proporcionar estabilidade e flutuabilidade a estes, contendo uma passarela para manutenção, suporte para os cabos elétricos e inversores, em alguns casos; e;
- Cabos elétricos: podendo ser inclusive cabos subaquáticos.

Figura 16: Esquema de uma usina fotovoltaicas flutuantes.

Fonte: EPE-2020.



Na construção de uma UFF são utilizados materiais que devem ser leves, resistentes, atóxicos, e com boa capacidade de flutuação para suportar a carga das estruturas e equipamentos necessários da planta de geração de energia solar. Normalmente são construídos em ilha que deve possuir um sistema robusto, capaz de resistir às correntezas, ondas e em alguns casos, até mesmo o impacto de objetos em seu entorno (Teixeira-2020).

I. Ancoragem

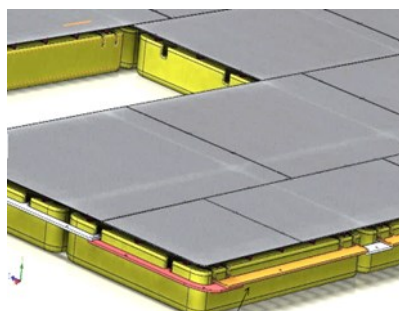
O sistema de ancoragem é a principal estrutura para garantir segurança e efetividade ao sistema, além de evitar os riscos de colisões com a margem caso de variação do nível do lago ou do reservatório, como deplecionamento do reservatório. Capacidade de prevenir também que a usina se movimente durante intempéries, que pode danificar a estrutura física dos equipamentos, bem como reduzir a produção de energia devido a possibilidade de alterar a orientação de flutuadores e módulos, conforme Teixeira-2020. Existem diversos tipos de sistemas de ancoragem, com usos e finalidades distintas (WBG-2019), dentre os quais se destaca a utilização do pivô giratório, integrado a uma única poita de concreto para o caso de usinas flutuantes seguidoras, onde um conjunto de turbo-jatos acoplados ao entorno da ilha propiciam o torque e movimento necessário para rotacionar o sistema

conforme movimento do sol (Teixeira-2020). Normalmente são utilizadas poitas de concreto, com peso, quantidade e disposição variáveis de acordo com a topografia do leito do fundo do lago, em alguns casos pode ser necessário o estudo de batimetria para definir a posição mais adequada dos blocos, conforme Teixeira-2020-1.

A geometria da ilha desenvolve um papel importante na rigidez do sistema, sendo os melhores formatos quadrado, retangular e octogonal (Teixeira-2020), por possuírem maior resistência e serem mais fáceis de ancorar, conforme apresentado na Figura 17. No caso de formatos atípicos provocam uma distribuição irregular dos esforços mecânicos nos componentes, com risco de rachaduras e em casos extremos a ruptura do sistema. Segundo a referência Teixeira-2020-1, acidente ocorrido na ilha fotovoltaica de Yamakura no Japão que foram causados por um tufão, com ventos na ordem de 192 km/h, destruíram grande parte da usina flutuante local.

Figura 17: Flutuante com barra de ancoragem.

Fonte: APOLLO-2021.



II. Estrutura de Flutuação

Os flutuantes instalados nas estruturas de flutuação para UFFs tem que ser cada vez mais resistentes e leves para viabilizar sua montagem e manutenção (Teixeira-2020), devido ao tamanho e peso dos módulos fotovoltaicos, que tem se tornado maiores ao longo dos anos.

Os materiais simples como garrafas PET até produtos mais complexos, como por exemplo de polímeros como o polietileno (Rezende-2017), podem ser usados na fabricação dos flutuadores para sistemas fotovoltaicos. A vantagem de material tipo polietileno é não oferecer risco de contaminação ao ecossistema local, visto que a estrutura de flutuação deve passar por um processo de esterilização antes de ser inserida na água (Teixeira-2020). Além destas características o material deve apresentar alto fator UV para proteção contra a ação dos raios ultravioleta (Teixeira-2020) principalmente para aplicação offshore, devido ao efeito da maresia que acelera a degradação dos equipamentos.

Em relação às características mecânicas os flutuadores podem ter tamanho, peso e empuxo variáveis, com a possibilidade de empilhar várias unidades de forma a suportar cargas mais pesadas (Teixeira-2020). Segundo a referência Teixeira-2020, os principais flutuadores comercializados atualmente no mercado têm pisos antiderrapantes e empuxo em torno de 150 a 550 quilogramas, capaz de suportar o peso de homem sem sofrer submersões ou declives acentuados, logo garante segurança e estabilidade para os serviços de operação e manutenção da usina.

Para a fixação entre os diversos componentes dos flutuadores é corrente o uso de orelhas fixadoras ao redor do flutuador, que são conectadas com parafuso de fixação teflonado para garantir resistência à ação da água (Teixeira-2020-1). Ressalta-se que esta tecnologia vem se demonstrando ineficaz, devido principalmente aos movimentos ondulatórios da água que tendem a causar um desgaste do material e o risco de ruptura ao longo do tempo (Teixeira-2020-1).

III. Aterramento

Sabe-se que a condutividade da água é cerca de mil vezes maior que a do solo (Teixeira-2020), neste caso o aterramento para um sistema flutuante é mais simples que o sistema instalado em solo. No aterramento da UFF todos os componentes são conectados a barra de ancoramento, que é interligada a um sistema de pingentes pendurados no entorno da ilha e submersos na água (Teixeira-2020). As barras pertencentes a um flutuador são interligadas as outras pelas laterais, e as conexões revestidas com graxa cobreada para aumentar a condutividade, sendo adicionalmente revestidas por um material impermeável para evitar o desgaste causado pelo contato com a água (Teixeira-2020).

IV. Características do Sistema Fotovoltaico

De acordo com a referência (Teixeira-2020), os equipamentos de uma UFF devem ser capazes de suportar diversas situações como: umidade, projeções e jatos d'água, ventos e salinidade. Para contribuir na eficácia e durabilidade das células fotovoltaicas são utilizados módulos double-glass e inversores com grau de proteção IP68 ou cobertos por protetor de mesmo grau.

As estruturas de fixação dos módulos são comumente de alumínio, devido a leveza, resistência a corrosão e durabilidade, mas devido ao custo elevado tem provocado novas pesquisas a procura de materiais alternativos, como por exemplo a fibra de vidro (Teixeira-2020).

2.2.3. Durabilidade e Desempenho

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes são aproximadamente 11% mais eficientes em relação a projetos de solo, conforme Carvalho-2020. Segundo Sobral-2018, a temperatura de operação dos módulos em plataforma flutuante é em média 5,7 °C menor, que proporciona um ganho médio de produção de energia de 8,35% em relação aos projetos em solo.

As condições ambientais nos locais onde serão instalados a UFF, devem ser consideradas para a escolha de implementações que proporcionem resistência adequada e mitiguem impactos que podem reduzir o tempo de vida útil dos flutuadores. Segundo Rezende-2017 é importante a análise do aumento de resistência mecânica através de reforços estratégicos em sistemas expostos a ambientes de alto índice de incidência de ventos, ondulação e presença de animais, que podem causar eventuais torções, impacto e atrito. Os flutuadores precisam suportar condições ambientais adversas, sendo comum encontrar organismos vivos nas estruturas, especificamente para projetos direcionados ao

meio marítimo, onde é necessário o uso de aditivos para inibir a proliferação e aderência de “craca”, crustáceos típicos (Sahu-2016).

As UFF são mais vulneráveis do que usinas em solo, devido à instabilidade de posição e a eventos da natureza. Segundo Borba-2018, os estudos preliminares e projetos do sistema flutuante e de ancoragem devem ser bem realizados e executados para garantir segurança da usina flutuante, prevenindo baixa resistência mecânica e redução da vida útil dos equipamentos. A Figura 18 apresenta um sistema flutuante avariado por um evento natural.

Figura 18: Usina Flutuante avariada por evento natural.

Fonte: Borba-2018



Um problema neste tipo usina é a presença de umidade, que causa deterioração acelerada dos módulos. Este problema deve ser melhor estudado para evitar a penetração de água nos mesmos. Conforme Ndiaye-2013, a umidade nos módulos pode gerar bolhas na parte posterior do painel, corrente parasita (Hoffmann-2012), delaminação (Kim-2019), corrosão das conexões (Morita-2003) e perda da camada anti-reflexo do vidro frontal (Kim-2019). Como forma de evitar maiores danos causados pelo fluxo hídrico os módulos devem ter uma inclinação de no mínimo 10° para facilitar o escoamento natural da água. É necessário questionar os fabricantes a respeito das aplicações de módulos em locais sujeitos a elevadas temperaturas e umidade, visto que nem sempre os catálogos de módulos fotovoltaicos apresentam o valor máximo da taxa de transmissão de vapor de água (WVTR), segundo Borba-2018.

Os demais acessórios como: cabos elétricos e o inversor, que interligam o sistema à rede elétrica tem que ter elevada resistência à água e condições úmidas (Teixeira-2020-1), devido a instalação em ambiente aquático, conforme apresentado nas figuras 19 e 20.

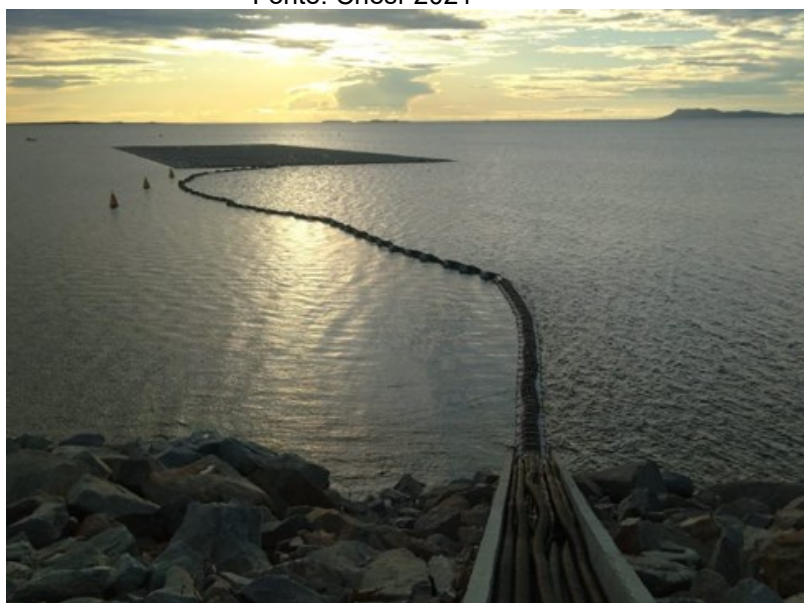
Figura 19: UFF e Cabeamento AC sobre fio d'água.

Fonte: Chesf-2021



Figura 20: Cabeamentos flutuando sobre a superfície da água – Instalação no lago da represa Sobradinho – UFV 1.000 kWp.

Fonte: Chesf-2021



I. Sujidade e efeitos no desempenho

A menor incidência de poeiras e sujidades diversas sobre os módulos é um dos benefícios de UFFs, o que impacta na maior produção de energia do sistema. As perdas de desempenho em módulos fotovoltaicos devem-se principalmente à deposição de sujeira, variação de 15 a 30% para condições moderadas de poeira, conforme Sarver-2013. Este fato se agrava significativamente em casos onde existe umidade, devido a maior dificuldade para remoção da sujidade.

No estudo sobre o impacto da sujidade no desempenho de uma planta fotovoltaica, conforme com Araújo-2019, verificou-se uma perda máxima de eficiência de 16,52% e de energia gerada de 11,71% durante 17 dias de estiagem. Na análise de um dia chuvoso, com 0,6 mm de chuva, registrou-se um aumento de eficiência da planta de 6,20% e de energia gerada de 9,09%. Já na referência Silva-2019, através de análises termográficas a variação de temperatura é de aproximadamente 30% após testes entre um painel limpo e um sujo.

O custo de implantação de um sistema flutuante é maior que o sistema similar em solo, mas proporciona um maior retorno financeiro devido as vantagens de menor vulnerabilidade a altas temperaturas que proporciona um melhor desempenho da UFF ao longo de sua vida útil.

2.2.3. Aspectos Ambientais e Sociais

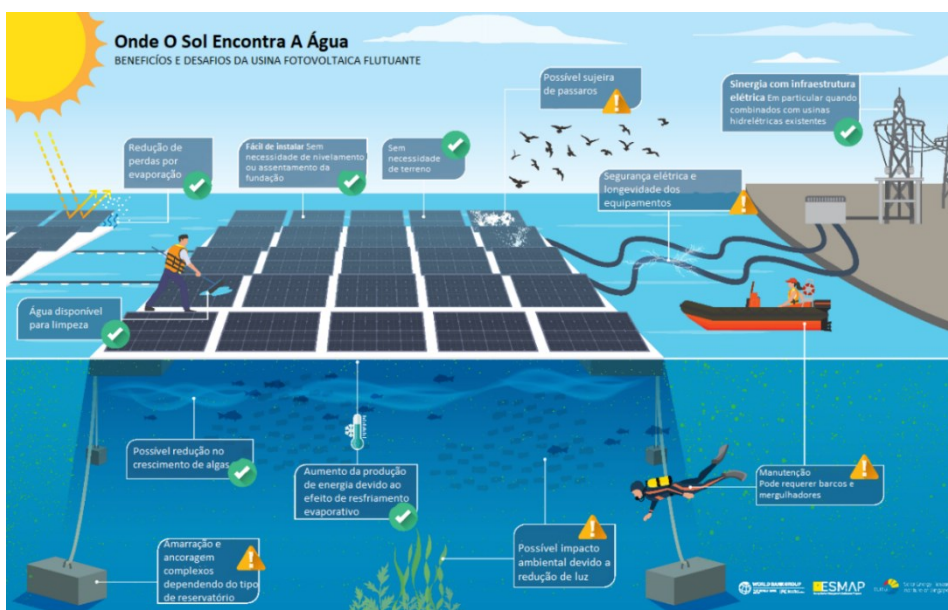
Os impactos ambientais e sociais dos projetos fotovoltaicos flutuantes, segundo World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program, Solar Energy Research Institute of Singapore (WBG-2019), dependem do tamanho da planta, tecnologia, características e condições locais, além de identificar possíveis impactos e avaliar medidas de mitigação, de acordo com as boas práticas e aspectos regulatórios e, quando aplicável, as expectativas dos stakeholders.

O desenvolvimento de uma UFF é único e apresenta seus riscos técnicos, ambientais e sociais. O projeto deve atender às recomendações técnicas específicas determinadas pelos órgãos de fiscalização e atender os requisitos de desempenho de acordo com a proteção do meio ambiente e da saúde humana. As principais referências destacam que toda a área a ser implantada o projeto deve ser avaliado detalhadamente, caso necessário, adoção de medidas de mitigação para impactos ambientais e sociais adversos. Com relação aos impactos ambientais sabe-se que existem em todas as etapas do projeto desde a construção, operação até o descomissionamento.

Nos estudos sobre usinas fotovoltaicas flutuantes identificam-se as seguintes vantagens: ganhos de eficiência; redução de perda por sombreamento e sujeidade; e redução da evaporação dos reservatórios. As desvantagens observadas são: o impacto na vida aquática local e acúmulo de dejetos de pássaros. A Figura 21 apresenta alguns benefícios e desafios da usina solar flutuante.

Figura 21: Alguns benefícios e desafios das UFF.

Fonte: WBG-2019



Os principais aspectos ambientais e sociais que devem ser avaliados e monitorados para cada projeto são:

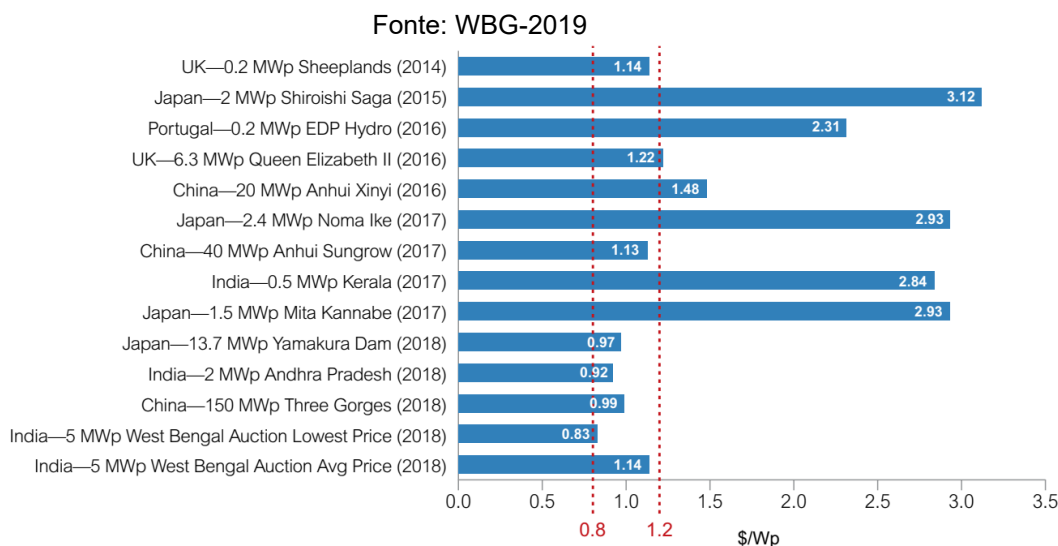
- Paisagem terrestre e marinha, impactos visuais;
- Qualidade da água;
- Biodiversidade;
- Saúde e segurança ocupacional;
- Saúde e segurança da comunidade.

2.2.4. Custos e Riscos

Conforme apresentado em Teixeira [9], os custos das usinas flutuantes se encontram em adaptação à realidade econômica brasileira através da melhoria e otimização dos produtos e da nacionalização da tecnologia dos componentes mecânicos de suporte, amarração, ancoragem e elementos flutuantes. Verifica-se que avaliações podem sofrer mudanças positivas futuramente com o desenvolvimento da tecnologia e a implantação em vários projetos no Brasil e ao redor do mundo.

A Figura 22 apresenta uma comparação dos custos de investimentos – CAPEX de UFFs no período de 2014 - 2018. Verifica-se que os preços do sistema permanecem relativamente altos no Japão, na China e Índia, no ano de 2018, verificam-se preços abaixo da média global com uma sinalização de uma tendência de redução dos custos, o que se tem observado atualmente para implantação de sistemas de Micro e Minigeração Distribuída.

Figura 22: Custo médio de investimento para UFFs de 2014 a 2018.



As despesas de conexão ao sistema elétrico, aluguel ou arrendamento da superfície de água e da área necessária para instalações dos equipamentos da subestação, manutenção e seguro dos projetos devem ser considerados como os custos de operação e manutenção OPEX. De acordo com Shiva-2021, os custos de Operação e Manutenção (O&M) para este tipo de sistema consistem na substituição de dispositivos defeituosos e com baixo desempenho, como inversores, módulos fotovoltaicos, cabos elétricos e componentes eletrônicos, e na limpeza dos módulos fotovoltaicos. Os custos de

manutenção entre um sistema flutuante e um convencional podem ser diferentes devido a características construtivas e de localização, sendo que o primeiro possui a vantagem da facilidade de limpeza por se encontrar sobre um curso d'água (Teixeira-2020).

Na análise para futuros projetos os custos de CAPEX e OPEX dependem principalmente da evolução tecnológica e dos preços dos principais equipamentos como: módulos fotovoltaicos, inversores e flutuadores. Ressalta-se a importância no desenvolvimento de novas tecnologias para elementos flutuantes, cuja constituição é feita de plástico tipo HDPE (estrutura flutuante feita de polietileno de alta densidade), atualmente os mais comuns no mercado (WBG-2019).

De acordo com World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program, Solar Energy Research Institute of Singapore (WBG-2019), os principais riscos a serem avaliados para cada projeto são:

- Risco inerente ao país: ambiente político e jurídico em geral, estabilidade política, econômica e regulatória, entre outros.
- Risco do empreendedor: envolve a experiência técnica e financeira do mesmo.
- Risco de recursos: avaliação do recurso de irradiância considerando certificação da medição solarimétrica, produção anual de energia, entre outros.
- Risco tecnológico: relaciona-se principalmente a tecnologia dos flutuadores, certificada versus histórico, etc.
- Risco construtivo: diz respeito ao histórico da EPC (engenharia, aquisição, construção) tipo de contrato turnkey ou integrador, etc.
- Riscos de O&M: disponibilidade de peças reservas, experiência da equipe de manutenção, etc.
- Risco do descomissionamento: política de reciclagem reversa e descarte de materiais, etc.
- Risco ambiental: política de meio ambiente e condicionantes exigidos no processo de licenciamento ambiental, etc.

Entretanto não são os únicos riscos a serem considerados, vários outros precisam ser mapeados, sendo dependentes do local e do ambiente regulatório de cada país (WBG-2019).

3. MODELO PARA DIMENSIONAMENTO DE UHRs

Para avaliar o potencial global de aproveitamento de uma Usina Reversível são necessários a avaliação dos seguintes componentes críticos, conforme Hunt-2020, que são: topografia, bacia hidrográfica e dados hidrológicos, estimativa de custos de infraestrutura e otimização do projeto. Os projetos de uma UHR dependem principalmente da topografia, distância a um rio e disponibilidade de água, que determinam o potencial técnico do aproveitamento. Com relação a viabilidade econômica outros fatores devem ser avaliados como: distância até ao centro de carga, perdas elétricas, custo do sistema de conexão até ao sistema elétrico e os custos associados. Segundo Hunt-2020: “o potencial de armazenamento e os custos de infraestrutura são altamente dependentes da topografia”, o que impacta fortemente na escolha do projeto a ser avaliado.

A seguir serão apresentados os conceitos e os procedimentos para o dimensionamento de usinas reversíveis (UHRs).

3.1. Estudos de Inventário

Os Estudos de Inventário do aproveitamento hidrelétrico são realizados de acordo com a metodologia elaborada pela ELETROBRÁS e constituem a etapa inicial de uma sequência de estudos necessários que subsidiam os estudos de planejamento da expansão do SEP. Ressalta-se que atualmente não se tem estudos específicos para inserção de usinas reversíveis no Sistema Interligado Nacional - SIN.

No estudo de inventário são determinados a potência a ser instalada na usina, o armazenamento energético e o arranjo dos componentes da central, considerando os dois reservatórios especificados para se implantar a UHR e o tempo desejado de operação como gerador e quanto para bomba.

I. Cálculo das alturas de queda e altura de elevação.

Conhecendo as cotas máxima e mínima dos reservatórios superior (C_{Ms} e C_{ms}) e inferior (C_{Mi} e C_{mi}), em m, e as estimativas de perdas de carga nos circuitos hidráulicos da UHR durante o turbinamento (h_{ft}) e o bombeamento (h_{fp}), em %, pode-se calcular as alturas de queda líquidas nominal, máxima e mínima (H_t , H_{tM} , H_{tm}), em m.

$$H_t = \left[\left(\frac{C_{Ms} + C_{ms}}{2} \right) - \left(\frac{C_{Mi} + C_{mi}}{2} \right) \right] \cdot \left(1 - \frac{h_{ft}}{100} \right) \quad (1)$$

$$H_{tM} = \left[(C_{Ms} - C_{mi}) \cdot \left(1 - \frac{h_{ft}}{100} \right) \right] \quad (2)$$

$$H_{tm} = \left[(C_{ms} - C_{Mi}) \cdot \left(1 - \frac{h_{ft}}{100} \right) \right] \quad (3)$$

De modo similar pode-se calcular as alturas de elevação líquidas nominal, máxima e mínima (H_p , H_{pM} , H_{pm}), em m.

$$H_p = \left[\left(\frac{C_{Ms} + C_{ms}}{2} \right) - \left(\frac{C_{Mi} + C_{mi}}{2} \right) \right] \cdot \left(1 - \frac{h_{fp}}{100} \right) \quad (4)$$

$$H_{pM} = \left[(C_{Ms} - C_{mi}) \cdot \left(1 - \frac{h_{fp}}{100} \right) \right] \quad (5)$$

$$H_{pm} = \left[(C_{ms} - C_{Mi}) \cdot \left(1 - \frac{h_{fp}}{100} \right) \right] \quad (6)$$

II. Cálculo da vazão unitária de turbinamento.

Determinada a capacidade nominal de geração, em MW, do turbo-bomba (P_t) e assumindo um valor para o rendimento (η_t) do conjunto (turbina-bombagerador), quando estiver trabalhando como gerador, calcula-se a vazão unitária nominal de turbinamento, em m^3/s .

$$Q_t = \frac{P_t \cdot 10^6}{\rho \cdot g \cdot \eta_t \cdot H_t} \quad (7)$$

III. Cálculo do tempo de deplecionamento do reservatório superior.

Conhecendo o volume do reservatório superior (V_s) e a vazão de durante o turbinamento (Q_{tT}), calcula-se do tempo de deplecionamento do reservatório superior, em horas.

$$T_t = \frac{V_s \cdot 10^6}{Q_{tT} \cdot 3600} \quad (8)$$

Nota: com os valores calculados as vazões e as alturas de queda e de elevação, é possível iniciar o dimensionamento dos condutos hidráulicos e as perdas de carga reais.

IV. Cálculo da variação sazonal e interanual do rio devido ao volume utilizado.

É importante calcular a quantidade de água disponível para armazenamento no reservatório superior, com o objetivo de manter uma vazão constante do rio, pois se o rio não tem variação sazonal, então a água disponível para armazenamento seria igual a zero. O objetivo é manter a vazão do rio de forma a não afetar o potencial hidrelétrico das barragens na cascata ou o abastecimento de água a jusante.

A equação (9) apresenta o cálculo do índice da variação sazonal em função da vazão do rio em relação à vazão média para um determinado período.

$$S_V = \frac{\sqrt{\frac{\sum m \in M (\bar{q}_m - \bar{q}_s)^2}{N_m}}}{\bar{q}_s} \quad \text{Se } S_V > 1 \rightarrow S_V = 1 \quad (9)$$

Onde:

- S_V = Índice de variação sazonal;
- \bar{q}_m = vazão do rio de um determinado mês;
- \bar{q}_s = vazão média do rio ao longo de y anos;
- N_m = número de meses

O cálculo do índice da variação interanual, conforme a equação (10), é em função da vazão do rio em relação à vazão média anual para um determinado período de anos.

$$I_V = \frac{\sqrt{\frac{\sum y \in Y (\bar{q}_y - \bar{q}_s)^2}{N_y}}}{\bar{q}_s} \quad \text{Se } I_V > 1 \rightarrow I_V = 1 \quad (10)$$

Onde:

- I_V = Índice de variação interanual;
- \bar{Q}_y = vazão do rio de um determinado ano;
- q_S = vazão média do rio ao longo de y anos;
- N_y = número de anos.

Os parâmetros hidrológicos acima calculados têm os seguintes propósitos: garantir que haverá água suficiente no rio para ser armazenada no reservatório superior, a necessidade de armazenamento de água e energia não deve provocar impacto no fluxo do rio, e o potencial de armazenamento de água pretende regular e manter vazão constante de água, reduzindo a sua sazonalidade e variações interanuais, de acordo com Hunt-2020.

V. Cálculo do volume de água disponível para armazenamento.

O cálculo do volume de água disponível para armazenamento (Q_A), considerando os valores calculados para S_V e I_V e a porcentagem de vazão anual do rio disponível para armazenamento.

$$Q_A = Q \times (S_V \times 0,1) \times (1 + (I_V \times 0,1)) \quad (11)$$

Onde:

- Q_A - água disponível para armazenamento em km^3/ano ;
- Q - vazão anual do rio em km^3/ano .

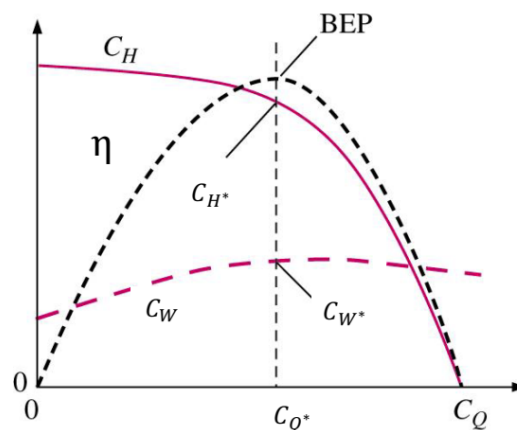
3.2. Turbinas reversíveis e máquinas de rotação fixa e variável

3.2.1. Características de bombas e turbinas reversíveis

Na caracterização do projeto e na operação da máquina de fluxo tem como principal grandeza a rotação específica. Conforme Brandão-2021, a rotação específica de uma máquina de fluxo no seu ponto de máxima eficiência é utilizada como um número índice para descrever a sua configuração geométrica e suas curvas características, apresentado no Figura 22.

Figura 23: Ponto de máximo rendimento.

Fonte: Pereira-2016



Sendo:

BEP – Best Efficiency Point;

C_Q - Coeficiente de Vazão;

C_H - Coeficiente de Carga;

C_W - Coeficiente de Potência;

η - Eficiência

*- ponto ótimo.

As equações para determinar as rotações específicas da bomba (n_{sp}) e turbina (n_{st}) são:

$$n_{sp} = \frac{n(Q_{BE})^{1/2}}{(H_{BE})^{3/4}} \quad (12)$$

$$n_{st} = \frac{n(P_d)^{1/2}}{(h_d)^{3/4}} \quad (13)$$

onde:

- n - rotação da bomba ou da turbina;
- Q_{BE} - vazão da bomba em seu ponto de eficiência máxima;
- H_{BE} - altura de elevação da bomba em seu ponto de eficiência máxima;
- P_d - potência nominal da turbina; e
- h_d - altura de queda nominal.

Por estas equações a definição de rotação específica no ponto de eficiência máxima no caso de operação como bomba utiliza a vazão e a altura de elevação neste ponto. Já para as turbinas, utiliza-se a potência e a altura de queda nominal da máquina, que são a potência gerada e a altura de queda associada a este ponto, respectivamente. Estas equações podem ser aplicadas no dimensionamento de bombas, turbinas ou turbinas reversíveis.

3.2.2. Submergência e cavitação

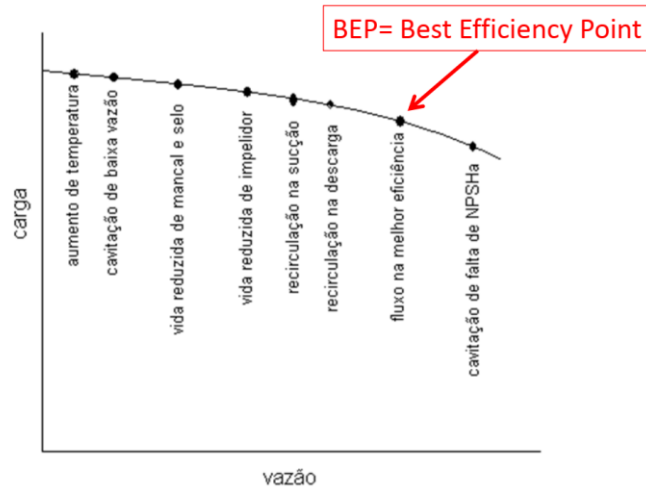
Segundo Brandão-2020, a diferença de cotas entre o nível de água do reservatório inferior, sucção no caso de bomba e canal de fuga no caso de turbina, e a linha de centro do rotor de uma bomba, turbina convencional e ou reversível, é denominada altura de sucção estática ou submergência, quando a máquina de fluxo está “afogada”, ou seja, está em uma cota inferior ao nível de água no reservatório. De acordo com Voith-2015, é necessário que se tenha uma altura de sucção estática ou submergência acima de um valor mínimo (10 a 20% da altura de queda líquida) no caso de turbinas reversíveis, para se evitar o fenômeno da cavitação. A Figura 24 apresenta possíveis efeitos adversos quando operando distante do ponto de eficiência máxima (BEP).

O coeficiente de cavitação de Thoma, σ , é obtido em função do Net Positive Suction Head requerido (NPSHr), obtido pelo fabricante da máquina hidráulica, que é apresentado como uma curva característica do equipamento em razão da vazão, e representa a perda

de carga na região de sucção das pás do rotor da máquina mais a energia cinética despendida nesta região.

Figura 24: Limiar de possíveis efeitos adversos quando operando distante do BEP.

Fonte: Pereira-2016



O coeficiente de Thoma é obtido de acordo com a equação 14 (Brandão-2021):

$$\sigma = \frac{NPSH_r}{H} \quad (14)$$

Para não ocorrer cavitação, $NPSH_r$ precisa ser menor que $NPSH_d$ disponível na instalação.

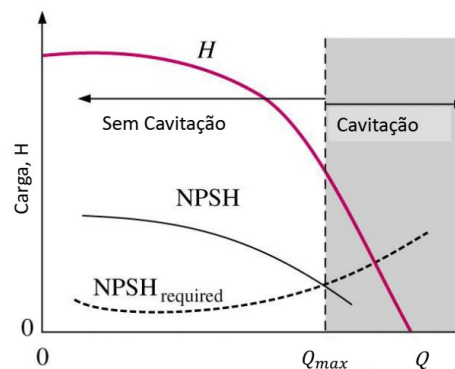
$$NPSH_d = H_s - H_a - H_v - H_f \quad (15)$$

Onde:

- H_s - altura de sucção estática, em m, entre o nível de água no reservatório inferior da central e a linha de centro do rotor da máquina;
- H_a - pressão atmosférica, em mca, no reservatório inferior da central;
- H_v - pressão do vapor d'água, em mca, na maior temperatura do local;
- H_f - perda de carga, em mca, no circuito de sucção da máquina.

Figura 25: Comparação $NPSH$ e $NPSH_r$ para verificar a faixa de operação segura da bomba.

Fonte: Pereira-2016



O NPSH é, portanto, um valor que ajuda estimar se uma bomba está em risco de sofrer cavitação. Conforme Pereira-2016, pode-se adotar por segurança a relação:

$$NPSH_r = NPSH_d + 0,5 m \quad (15)$$

3.2.3. Pré-dimensionamento do rotor, da voluta e do tubo de sucção de uma turbina reversível

A equação 16, conforme Brandão-2021, apresenta o quociente entre as velocidades tangencial e isentrópica na saída do rotor de uma bomba ou de uma turbina reversível operando como bomba, Φ_1 .

$$\phi_1 = \frac{\pi n D_1}{60(2 g H_{BE})^{1/2}} \quad (16)$$

Onde:

- H_{BE} - altura de elevação no ponto de máxima eficiência;
- n - rotação;
- D_1 - diâmetro na saída do rotor.

3.2.4. Torque máximo e rotação de disparo de uma turbina reversível

No caso da turbina reversível o torque máximo ocorre após o desligamento do motor-gerador, que aciona a máquina operando como bomba, para a reversão do fluxo e da rotação. O torque máximo, por se tratar de um fenômeno transitório, deve ser utilizado nos dimensionamentos do eixo e do acoplamento da máquina.

O conhecimento da rotação de disparo das turbinas reversíveis, que ocorre após uma rejeição de carga quando as máquinas operando como turbinas, são importantes no dimensionamento dos motores-geradores de uma UHR. Maiores informações acerca desse tópico são obtidas na referência Siervo-1980, páginas 33 a 42.

3.2.5. Peso, momento de inércia e empuxo hidráulico de bombas e de turbinas reversíveis

As regressões estatísticas propostas por Stelzer-1977 são adotados no dimensionamento de bombas e de turbinas reversíveis, o peso, o momento de inércia e o empuxo hidráulico das máquinas podem ser estimados pelo diâmetro D_1 de seu rotor. Maiores informações acerca desse tópico podem ser obtidas na referência Brandão-2021, página 237.

3.2.6. Características operacionais de turbinas reversíveis

As equações (17), (18) e (19), conforme Brandão-2021, apresentam o cálculo da potência injetada no sistema elétrico durante a geração, P_t , a potência absorvida no sistema

elétrico no bombeamento, P_p , e a eficiência do ciclo de operação de turbinas reversíveis e de motores geradores, η_{ciclo} .

$$P_t = \gamma \eta_t \eta_g Q_n (H_o - H_r) \quad (17)$$

$$P_p = \frac{\gamma Q'_n (H_o + H'_r)}{\eta_b \eta_g} \quad (18)$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{P_t / Q_n}{P_p / Q'_n} = \eta_t \eta_b \eta_g Q_n \left(\frac{H_o - H_r}{H_o + H'_r} \right) \quad (19)$$

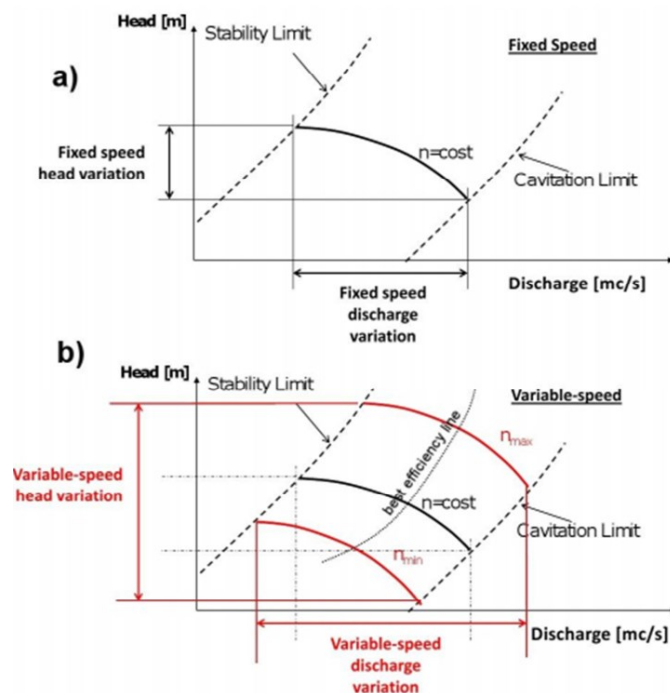
onde:

- γ - peso específico da água;
- Q_n e Q'_n - vazões nominais nos modos de geração e bombeamento;
- H_o - altura de queda/elevação nominal bruta;
- H_r e H'_r - perdas de carga no circuito hidráulico para as vazões Q_n e Q'_n ;
- η_t , η_b e η_g - rendimentos médios no modo turbina e no modo bomba e o rendimento médio do motor-gerador.

As curvas características de altura (H) versus vazão (Q) apresentada no Figura 26 são de uma turbina reversível convencional de rotação fixa e variável quando opera como bomba. Observa-se nas curvas dois limites: superiores devido à instabilidade dinâmica e inferiores devido ao risco de cavitação. A variação da rotação aumenta, conforme a Figura 26b, as faixas operacionais da máquina tanto em termos de altura de elevação como de vazão.

Figura 26: Curvas características de H x Q, operando como bomba, com (a) rotação fixa e (b) rotação variável.

Fonte: Pérez-Díaz-2014



3.2.7. Tipos de máquinas utilizadas em UHR

Os principais tipos de máquinas adotadas em UHR são:

I. Geradores-motores síncronos

Normalmente são empregados com grandes turbinas reversíveis de rotação fixa. Uma máquina síncrona pode fornecer ou consumir potência ativa de um SEP e também pode fornecer ou consumir potência reativa desse sistema. Na Figura 27 são apresentadas as quatro possíveis combinações de fluxos de potências ativa e reativa.

Observe na figura que

- A característica peculiar de um gerador síncrono (fornecendo Potência Ativa - P) é que E_A (tensão de Armadura) está à frente de V_ϕ (Tensão Terminal) ao passo que E_A está atrás de V_ϕ em um motor.
- A característica peculiar de uma máquina que está fornecendo potência reativa (Q) é que $E_A \cos \delta > V_\phi$, independentemente de a máquina estar atuando como gerador ou como motor. Uma máquina que está consumindo potência reativa (Q) tem $E_A \cos \delta < V_\phi$.

Figura 27: Diagrama Fasorial da Máquina síncrona operando como: Gerador e Motor.

Fonte: Chapman-2013

	Fornecendo potência reativa Q $E_A \cos \delta > V_\phi$	Consumindo potência reativa Q $E_A \cos \delta < V_\phi$
Fornecendo potência P Gerador E_A adiantada V_ϕ		
Consumindo potência P Motor E_A atrasada V_ϕ		

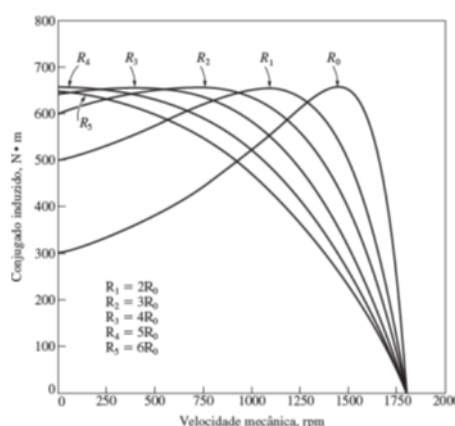
II. Motores-geradores de indução

O motor de indução é o tipo de motor mais utilizado na indústria, devido a simplicidade. Um motor de indução (MI) tem fisicamente o mesmo estator que uma máquina síncrona, com uma construção de rotor diferente. Existem dois tipos de motores de indução: rotor gaiola de esquilo e rotor bobinado.

Em motores de indução de rotor bobinado, pode-se alterar a forma da curva de conjugado versus velocidade pela inserção de resistências extras no circuito do rotor da máquina, conforme o Figura 28. A inserção de resistências extras no circuito do rotor de um motor de indução reduz seriamente a eficiência da máquina.

Figura 28: Controle de velocidade por variação da resistência do rotor de um motor de indução de rotor bobinado.

Fonte: Chapman-2013



Método preferido para controlar a velocidade dos motores de indução é o acionamento (ou inversor) de frequência variável de estado sólido para motor de indução. O controle da tensão e da frequência de saída é obtido usando técnicas de modulação de largura de pulso (PWM – Pulse Width Modulation).

Consequentemente a Máquina Síncrona tem rotor de polos salientes e velocidade constante (velocidade síncrona). Já Máquina de Indução tem rotor de polos cilíndricos a velocidade da máquina é diferente da velocidade síncrona da rede devido ao escorregamento. Logo, a rotação da Máquinas de Indução é ajustada por meio do controle da frequência fornecida ao enrolamento trifásico do rotor.

3.3. Procedimentos adotados para o pré-dimensionamento de turbinas reversíveis e do circuito hidráulico de uma usina hidrelétrica reversível

A seguir apresenta-se os procedimentos adotados no projeto para o pré-dimensionamento das máquinas hidráulicas e do circuito hidráulico de uma UHR que utiliza turbinas reversíveis e geradores-motores.

3.3.1. Cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba

Segundo Barbosa-2021, o fluxograma, Figura 29, apresenta os procedimentos para os cálculos requeridos para determinar a potência nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba.

O valor inicial de rotação específica no modo geração, n_{st} , é calculada adotando a regressão estatística proposta em Sivergo-1980, em função da altura de queda nominal, H_t , e é um dado de entrada para a determinação da potência máxima de bombeamento (P_{pM}).

A rotação síncrona (n) é calculada em função da frequência do sistema elétrico (f_r) e número de polos (P), conforme a equação

$$n = \frac{120 \times f_r}{P} \quad (20)$$

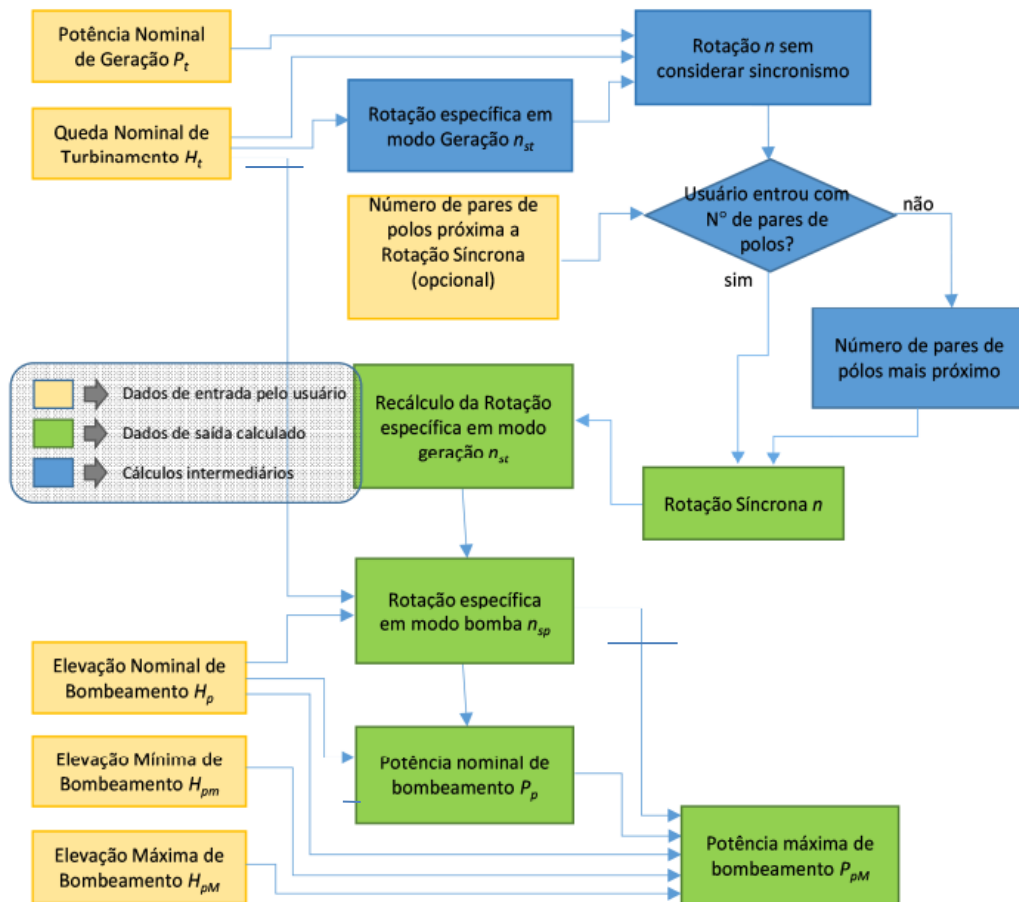
A rotação específica no modo bomba (n_{sp}) é obtida pela equação 12. A rotação específica no modo gerador (n_{st}), conforme a equação 13, considerando a rotação síncrona calculado no passo anterior.

Se o valor da potência nominal de bombemanto P_p ficar diferente do valor desejado, deve-se calcular um novo valor da rotação específica no modo bomba (n_{sp}) utilizando um novo valor para a altura de elevação nominal (H_p).

Em Siervo-1980 se tem três regressões estatísticas para o cálculo da capacidade máxima de bombeamento, P_{pM} , em função da variação da altura de elevação nominal (H_p) e da rotação específica no modo bomba (n_{sp}). Ressalta-se que o parâmetro P_{pM} é importante no dimensionamento do gerador-motor síncrono.

Figura 29: Fluxograma de cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível.

Fonte: Barbosa-2021



3.3.2. Cálculo da submergência da turbina reversível

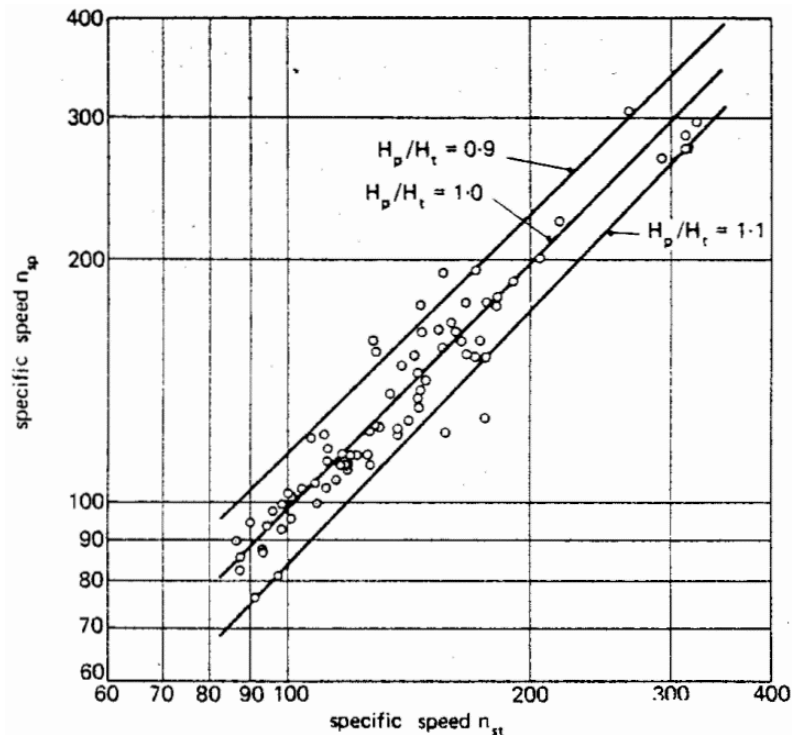
A partir das três regressões estatísticas fornecidas por Siervo-1980 é calculado o coeficiente de cavitação de Thoma (σ). Sendo a partir da 1ª regressão calcula a rotação específica no modo bomba (n_{sp}), em função da altura de elevação nominal (H_p), conforme o Figura 30.

Interpolando os pontos do Gráfico 10 temos as seguintes relações:

$$\begin{aligned} H_p/H_t = 0,9 &\rightarrow n_{sp} = 1,272 n_{st}^{0,978} \\ H_p/H_t = 1,0 &\rightarrow n_{sp} = 0,842 n_{st}^{1,033} \\ H_p/H_t = 1,1 &\rightarrow n_{sp} = 0,619 n_{st}^{1,065} \end{aligned} \quad 21$$

Figura 30: Rotação específica da turbina no modo bomba em função da altura.

Fonte: Siervo-1980



Da 2ª regressão, calcula o coeficiente de cavitação (σ), em razão do quociente entre as alturas de elevação máxima e mínima, H_{pM}/H_{pm} , e de n_{sp} , conforme o Figura 31.

Os dados avaliados do gráfico anterior têm a seguinte curva de regressão:

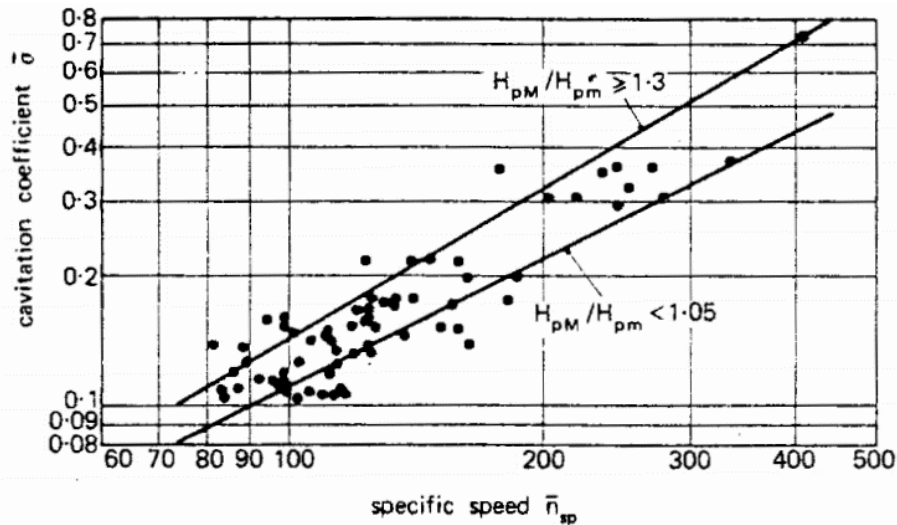
$$\begin{aligned} H_{pM}/H_{pm} < 1,05 &\rightarrow \sigma = 0,00122 \bar{n}_{sp}^{0,982} \\ H_{pM}/H_{pm} \geq 1,3 &\rightarrow \sigma = 0,000712 \bar{n}_{sp}^{1,15} \end{aligned} \quad (22)$$

Já a 3ª regressão utiliza o quociente n_{sp}^-/n_{sp}^- e σ para calcular o coeficiente de cavitação (σ). A influência da rotação específica na cavitação é considerada, conforme a relação:

$$\sigma = \bar{\sigma} \left(\frac{n_{sp}}{\bar{n}_{sp}} \right)^{1,25} \quad (23)$$

Figura 31: Coeficiente de cavitação versus Rotação específica no modo bomba.

Fonte: Siervo-1980



Este coeficiente é utilizado na equação 24, em função da altura de sucção estática da linha de centro das pás do distribuidor da turbina reversível (h_s). A partir de tabelas são obtidas pressão barométrica (h_b) e a pressão de vapor d'água (h_w), em função da altitude e da temperatura da água respectivamente, no reservatório inferior da UHR.

$$\sigma = \frac{h_b - h_w}{\rho g h_s} \quad (24)$$

Acrescendo-se a perda de carga no duto de sucção à altura de sucção estática (h_s), obtém-se o valor da submergência da turbina reversível (H_s).

$$H_s = \frac{V^2}{2g} + \Delta z_1 + H_{perdas} \quad (25)$$

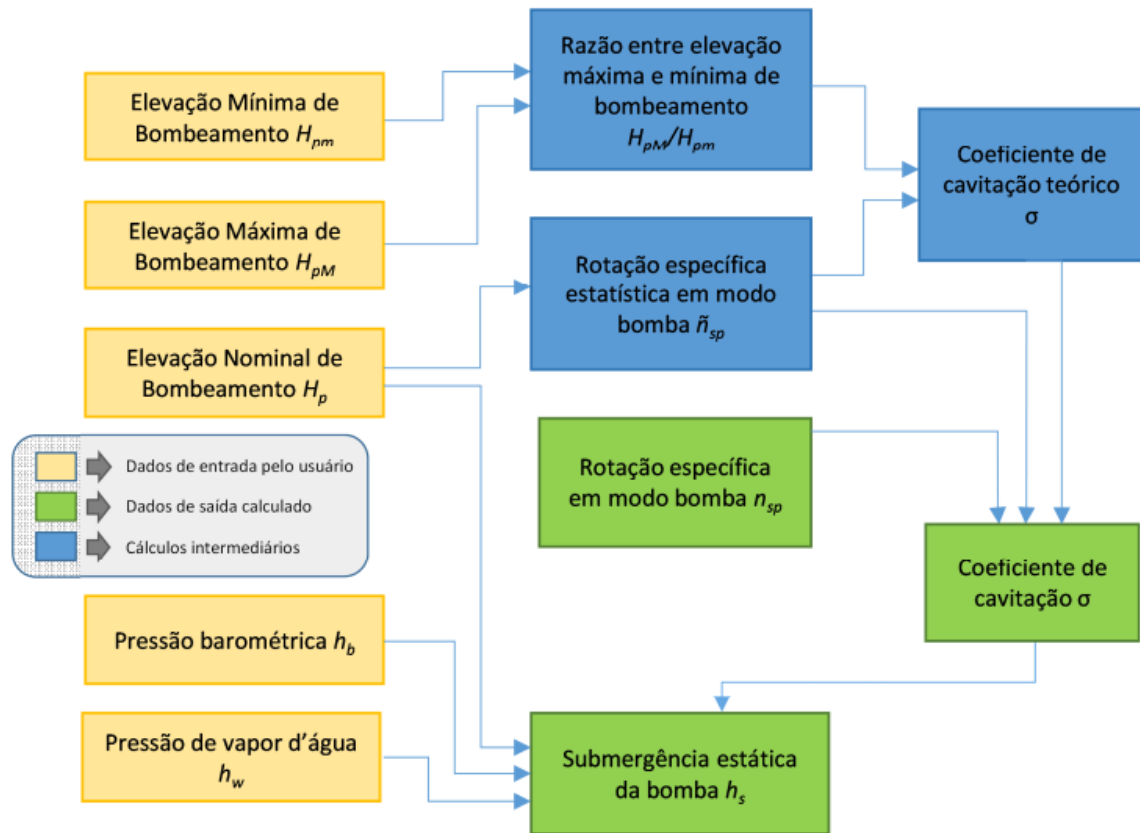
Onde:

- H_s - submergência da turbina reversível;
- H_{perdas} - perdas na tubulação devem-se a atrito, mudança de direção do escoamento (curvas, cotovelos), válvulas (pé, registro, etc.), telas, etc;
- Δz_1 - diferença de nível entre a superfície livre do reservatório de sucção e a entrada da bomba.

Segundo Barbosa-2021, o fluxograma, Figura 32, apresenta os procedimentos para os cálculos requeridos para determinar submergência da turbina reversível operando no modo bomba.

Figura 32: Fluxograma de cálculo da submergência da turbina reversível.

Fonte: Barbosa-2021



3.3.3. Cálculo da rotação de disparo

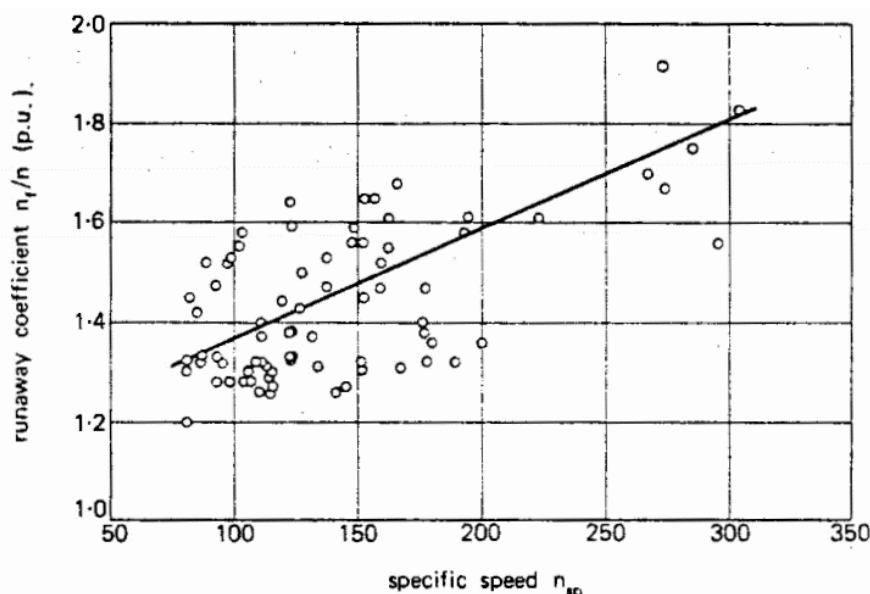
No projeto do gerador-motor é importante determinar a rotação de disparo (n_f) da turbina reversível. O cálculo realizado com auxílio da regressão estatística de Siervo-1980, apresentada no Figura 33, em função da rotação específica no modo bomba (n_{sp}) e da rotação síncrona da máquina (n_s).

Interpolando os pontos temos a seguinte relação:

$$n_f/n = 1,153 + 0,00215n_{sp} \quad (26)$$

Figura 33: Coeficiente da velocidade de disparo versus rotação específica no modo bomba.

Fonte: Siervo-1980



3.3.4. Pré-dimensionamento dos diâmetros dos circuitos hidráulicos

Para se determinar os diâmetros equivalentes dos circuitos hidráulicos das UHRs faz-se o cálculo da área de seção transversal de cada trecho reto, de diâmetro constante, dos túneis e dos condutos forçados destes circuitos. A área é obtida do quociente entre a vazão máxima, de bombeamento ou geração, e a velocidade para escoamento durante esta vazão nos trechos retos.

Nos estudos de operação da UHR, no modo geração ou bombeamento, é determinada a vazão máxima através dos circuitos hidráulicos. As velocidades em túneis de baixa pressão, conhecido como condutos de adução, JICA-2011 são normalmente entre 2 a 4 m/s. Em condutos de UHEs são entre 5 a 6 m/s. Já na referência Power Resources Office/Bureau of Reclamation/United States Department of the interior (2013) indica que a velocidade do escoamento em túneis e condutos de adução de UHRs não ultrapasse de 7 m/s. A referência indica a necessidade de construção da chaminé de equilíbrio se a relação entre o comprimento (L) do túnel ou conduto de adução e da altura de queda bruta (H_b) da UHR for maior que 6. A equação 27 permite calcular a velocidade máxima no túnel ou conduto de adução (V_{ta}) em m/s.

$$V_{ta} = 36,57 \frac{H_b}{L} \quad (27)$$

No cálculo do “diâmetro econômico” dos túneis e condutos forçados, conforme manual de critérios de projeto civil de UHEs da Eletrobras (Eletrobras-2003), tem como limite a velocidade máxima do escoamento de 7 m/s em condutos revestidos de concreto e de 8 m/s em condutos de aço. Segundo Brandão-2021, no caso de hidrelétricas o diâmetro

econômico é aquele que minimiza a soma do custo de instalação dos condutos, do valor presente do custo de manutenção e da receita não auferida por conta da energia não produzida associada às perdas de carga nos condutos.

No estudo estudos de inventário de UHRs no Estado do Rio de Janeiro (EPE-2019), adotou como comprimento mínimo do trecho dos condutos forçados revestidos de aço, conforme recomendação no guia da EPRI (1990), “o valor de 25% da queda bruta máxima, medido a partir da casa de força e para determinar o diâmetro foi considerada a velocidade média de escoamento em função da queda.”

Existem diversas equações empíricas para o cálculo do diâmetro econômico dos condutos forçados de UHEs. Neste trabalho iremos utilizar a fórmula de Bondshu, em função da relação entre a descarga de projeto (Q) em m³/s e carga hidráulica sobre o conduto (H_t) em m.

$$D_e = 123,77 \sqrt{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (28)$$

3.3.5. Cálculo das perdas de carga nos circuitos hidráulicos

A perda de carga ou perdas de pressão, durante o escoamento da água através de túneis, poços ou dutos provoca, são causadas pela viscosidade (μ) da água e pelo nível de turbulência do escoamento. A equação 29 apresenta Número de Reynolds para escoamento em túneis e tubulações (Re_{Dh}).

$$Re_{Dh} = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{V D_h}{\nu} \quad (29)$$

Onde,

- ρ , μ e ν - são a densidade, a viscosidade absoluta ou dinâmica, e a viscosidade cinemática do fluido, respectivamente ($\nu = \mu/\rho$);
- V é a velocidade do escoamento; e
- D_h é o diâmetro hidráulico do túnel ou do duto, definido como 4x o quociente entre a área de sua seção transversal e seu perímetro molhado.

A perda de carga pode ser classificada como localizada, nos trechos retos dos tubos, e distribuída, nas entradas e saídas ou singularidades (curvas, bifurcações, comportas, válvulas, etc). Para cálculo das perdas de carga distribuídas, considerando escoamentos tanto em regime laminar, ou em regime turbulento, será adotada a equação de Darcy-Weisbac (Fox-2010).

$$h_{pd} = f \frac{L V^2}{D_h 2 g} \quad (30)$$

onde:

- h_{pd} - perda de carga distribuída no túnel ou conduto;
- f - fator de atrito viscoso;
- L - comprimento de trecho retilíneo da tubulação;

- D_h - diâmetro hidráulico do túnel ou duto;
- V - velocidade do escoamento no túnel ou tubulação;
- g - aceleração da gravidade.

O fator de atrito (f) é calculada na equação 31, conforme proposta de Swamee-2007, para ser adotada no cálculo de perdas de carga no projeto.

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(0,27 \frac{\varepsilon}{D_h} + \frac{5,74}{Re_{D_h}^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (31)$$

Sendo ε é a rugosidade média absoluta do túnel ou conduto.

No cálculo das perdas localizadas (h_{pl}), na qual o coeficiente de proporcionalidade (K) é determinado experimentalmente, conforme Fox-2010.

$$h_{pl} = K \frac{V^2}{2g} \quad (32)$$

A tabela 7 apresenta as perdas de carga localizadas calculadas para diversas singularidades presentes em túneis e condutos de UHEs e UHRs.

A perda de carga total, h_{pt} , nos túneis e condutos das UHRs pode ser calculada através da equação 33.

$$h_{pt} = f \frac{(L + L_{eq.1} + L_{eq.2} + \dots + L_{eq.n})}{D_h} \frac{V^2}{2g} = f \frac{L_t}{D_h} \frac{V^2}{2g} \quad (33)$$

onde:

- n - número de singularidades de diâmetro hidráulico D_h presentes no túnel ou no conduto;
- $L_t = L + L_{eq.1} + L_{eq.2} + \dots + L_{eq.n}$.

Tabela 7: Quociente entre comprimento equivalente e diâmetro hidráulico, L_{eq}/D_h .

Fonte: Brandão-2021.

Tipos de singularidades	L_{eq}/D_h	Nome das variáveis
Aceleração do fluxo na tomada d'água	54	---
Grade	$(1,45 - 0,45 \left(\frac{Al}{Ab}\right) - \left(\frac{Al}{Ab}\right)^2) / f$	<i>Al e Ab = área líquida e área bruta através das grades, respectivamente</i>
Nicho de comporta de emergência	0,02/f	---
Bifurcação	65	---
Contração súbita de área	$(0,42(1 - (\frac{Dm}{DM})^2) / f$ se $0 < (\frac{Dm}{DM})^2 < 0,58$	<i>Dm e DM = diâmetros menor e maior, respectivamente</i>
	$(1 - (\frac{Dm}{DM})^2)^2 / f$ se $0,58 < (\frac{Dm}{DM})^2 < 1$	
Redução gradual	6	---
Expansão súbita de área	$(1 - (\frac{Dm}{DM})^2)^2 / f$	<i>Dm e DM = diâmetros menor e maior, respectivamente</i>
Ampliação gradual	12	---
Curva de 45°	15	---
Curva de 90°	30	---
Te fluxo direto (chaminé de equilíbrio)	20	---
Válvula de esfera aberta	3	---
Saída de túnel ou duto	35	---

3.4. Arranjos da obra civil de uma usina hidrelétrica reversível e síntese de roteiro de cálculo de seus componentes

3.4.1. Os principais componentes e seus arranjos

Os arranjos de obras civis e os roteiros de cálculo dos seus componentes das usinas reversíveis são semelhantes aos das usinas hidrelétricas.

I. Maciço da barragem.

Com relação a principal diferença dos maciços da barragem das UHRs deve-se à maior variação dos níveis d'água nos reservatórios superior e inferior. No caso das usinas que operam no ciclo diário, conforme Brandão-2021, "*pode-se verificar*

variações entre 30 metros e 50 metros, por 5 horas, no esvaziamento, o que exige cuidados nos taludes da face do maciço interna ao reservatório, que estão em contato com a água”. Uma forma de reduzir os riscos de erosão progressiva dos taludes é a colocação de pedras no talude, rip-rap.

II. Alocação da casa de força no circuito hidráulico.

As UHRs admitem uma ampla variedade de soluções para alocação da casa de força e dependem geometria do vale entre as ombreiras, da topografia, da geologia local, etc. Outro fato relevante é a necessidade de garantir a submergência do tubo de sucção quando opera no modo de bombeamento, neste caso poder ser necessário uma casa de força subterrânea instalada abaixo do nível de água do reservatório inferior.

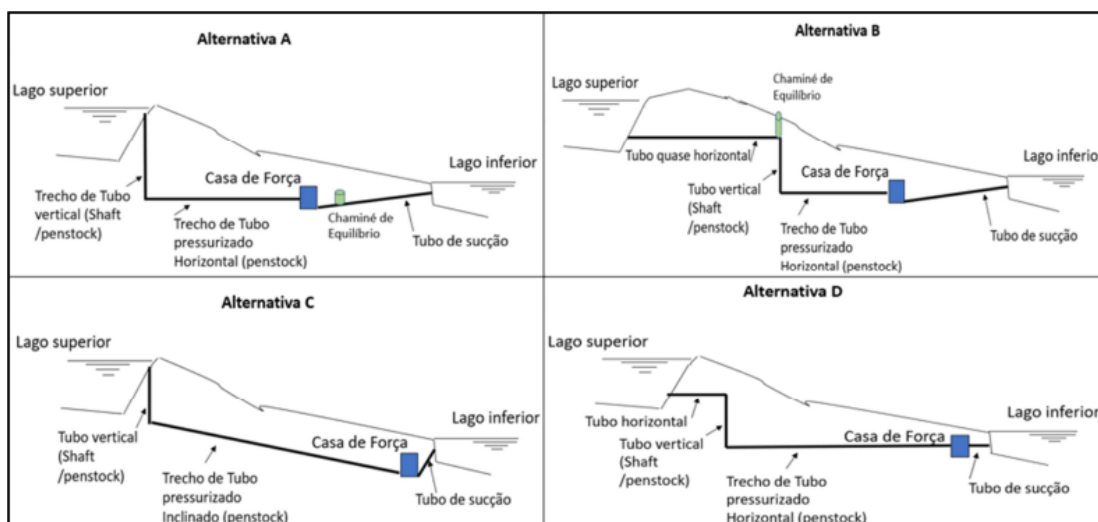
III. Necessidade de chaminé de equilíbrio.

Segundo o Estudo de Inventário da UHRs (Eletrobrás-2003), as chaminés de equilíbrio são adotadas quando a relação $L/H > 4$, onde L é o comprimento dos tubos e H é a altura de queda da usina.

A Figura 34 apresenta as alternativas de posicionamento da casa de força e da chaminé de equilíbrio no circuito hidráulico de uma UHR.

Figura 34: Arranjo dos componentes da UHR.

Fonte: Brandão-2021



Detalhamento das alternativas:

- Na alternativa A o arranjo proposto o trecho pressurizado (vertical e horizontal) é subterrâneo, até o trecho de sucção. Neste caso a chaminé de equilíbrio pode não ter contato com a pressão atmosférica.
- Na alternativa B a chaminé de equilíbrio pode ser posicionada no fim da extremidade do trecho inicial horizontal pressurizado, sendo admitido o contato com a pressão atmosférica, através de uma altura suficiente para alcançar a superfície do terreno.
- Na alternativa C a casa de força é instalada próxima ao reservatório inferior, para diminuir o comprimento do tubo de sucção, o que reduz as

perdas de carga na sucção, e conseqüentemente diminuir os riscos de cavitação nas turbinas-bombas operando no modo de operação bomba.

- Alternativa D, tem as mesmas vantagens da Alternativa C, sem a necessidade de uma chaminé de equilíbrio.

IV. Necessidade de vertedores em usinas hidrelétricas reversíveis.

Conforme Brandão-2021, no caso de uma UHR com pequeno reservatório superior e sem área de contribuição fluvial, o vertedor é projetado para escoar o excesso bombeada na UHR, a vazão de projeto do vertedor é $Q_p = Q_{máx}$ bombeamento. No caso de reservatório com contribuição a vazão máxima dessa área ($Q_{máx ad}$), com o risco associado ao critério que considere a altura da barragem e o período de retorno de $Tr = 1.000$ anos para PCH e $Tr = 10.000$ anos para hidrelétricas de médio e grande porte.

$$Q_{Tp} = Q_{máx ad} + Q_{b máx} \quad (34)$$

Onde

- Q_{Tp} - vazão de projeto do vertedor;
- $Q_{b máx}$ - vazão máxima bombeada;
- $Q_{máx ad}$ - vazão máxima da área de drenagem.

3.5. Arranjo das obras

A altura da barragem de uma UHR é definida como o suficiente para atingir o nível d'água necessário no reservatório para o ciclo de operação.

3.6. Pré-dimensionamento das tomadas d'água

O manual de Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas da Eletrobrás (Eletrobrás-2033) será adotado para dimensionar a geometria da tomada d'água da UHR, que tem a finalidade de estabelecer uma aceleração progressiva e gradual do fluxo de água do reservatório para a adução, de forma a evitar os fenômenos de separação do escoamento, minimizando as perdas de carga.

Os passos para dimensionar a geometria da tomada d'água são:

- Definir a velocidade média de escoamento d'água nas seções das grades e comportas. Conforme o manual, a velocidade média de escoamento entre 1,5 e 2,5 m/s na seção das grades, para tomadas com carga superior a 30 mca.
- Assim, será dotada a velocidade na grade (V_{grade}) de 2 m/s e na seção da comporta a velocidade (V_{comp}) não deve ultrapassar 6 m/s.
- Conhecendo a velocidades nas seções das grades e das comportas, permite calcular a área destas seções a partir das vazões de turbinamento das máquinas de cada UHR.
- Na definição da seção das grades e comportas, busca-se a relação entre a altura e largura de 1,7.

3.6. Pré-dimensionamento dos vertedores

O cálculo da vazão de projeto de um vertedouro é a soma da vazão máxima contribuinte da bacia de drenagem, estimada com base em estudos hidrológicos, e a vazão máxima de bombeamento.

Conforme Brandão-2021, *“para evitar o galgamento da barragem, a cota de seu coroamento deve ser maior do que a soma do nível de água máximo com a altura de elevação na ocorrência de máxima cheia combinada com a vazão de bombeamento dentro do reservatório”*.

A equação 35 apresenta a vazão descarregada pelo vertedor (Q_v) em m^3/s .

$$Q_v = C_d \cdot L \cdot (H_e)^{3/2} \quad (35)$$

onde:

- C_d - coeficiente de descarga do vertedor, cujo valor médio é 2,18;
- L - largura da soleira do vertedor (m);
- H_e - carga sobre o vertedor (m)

4. ESTUDO DE CASO

No estudo de caso para avaliação da hibridização das fontes de geração Hidrelétrica e a Fotovoltaica Flutuante foi escolhida a Central Geradora Hidrelétrica (PCH) Rede Elétrica Piquete Itajubá - REPI de propriedade da Indústria de Material Bélico do Brasil - IMBEL instalada no município de Wenceslau Braz em Minas Gerais para atender as unidades em Itajubá – MG e Piquete – SP. Desde junho de 2012 encontra-se integrada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, permitindo a geração de energia para o consumo da Fábrica de Itajubá - FI e a venda do excedente no mercado livre.

4.1. Caracterização da PCH REPI

A PCH tem uma capacidade de instalada de 3,34 MW situada no Rio de Bicas, afluente do rio Sapucaí e com dois reservatórios, um principal e outro auxiliar, conforme as Figuras 35 e 36. A Usina Hidroelétrica de Bicas do Meio foi inaugurada em 8 de dezembro de 1932 sendo atualmente conhecida como PCH REPI (IMBEL-2009). A central principal tem uma queda bruta de 102,34 m, turbina Francis de eixo horizontal e com cinco grupos geradores, sendo 3 x 875 kVA e 2 x 450 kVA. A central auxiliar tem uma queda bruta de 29,15 m, turbina Francis de eixo horizontal e um grupo gerador de 700 kVA.

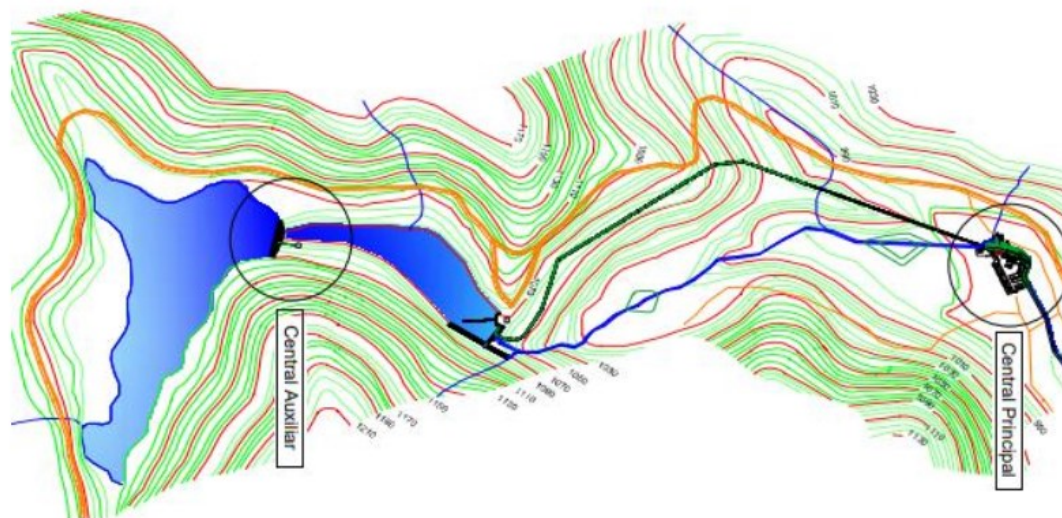
Figura 35: Localização da PCH REPI.

Fonte: ANEEL-2022



Figura 36: Planta da PCH REPI.

Fonte: Martinez-2021



Na Tabela 8 são apresentados os dados técnicos e as características dos grupos geradores e do conjunto de condutos forçados das duas centrais.

Tabela 8: Dados técnicos da PCH REPI

Fonte: Martinez-2021; Ricardo-2007.

	Central Principal					Central Auxiliar	
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 7	
Tempo de operação [anos]	88 / 32					78 / 32	
Potência unitária [kW]	700	700	360	360	700	560	
Trechos do circuito de adução							
	Central Principal					Central Auxiliar	
Segmento	1	2	3	4	5	1	2
Diâmetro [mm]	1.200	1.100	1.000	900	1.100	900	1.200
Comprimento [m]	6,0	535,3	528,0	538,1	8,4	6,4	44,2
Número de linhas de dutos	2	2	2	2	1	2	1
Queda Bruta [m]	102,34					29,15	
Turbina	Francis eixo horizontal						
Rendimento turbina [%]	$\eta_{Francis} = 5,7 \cdot 10^{-5} (\%Q)^3 - 0,01877 (\%Q)^2 + 1,84128 (\%Q) + 35,98$						
Rendimento gerador [%]	95%						
Potência unitária [kVA]	875	875	450	450	875	700	
Tempo manutenção [anos]	32 anos						
Vazão engolimento individual [m ³ /s]	0,83	0,83	0,43	0,43	0,83	2,37	
Vazão de projeto [m ³ /s]	3,34					2,37	
Perda de carga ano 0 [m]	Até 14,06m ou 13,73%, para a vazão de projeto					0,40 m	
Perda de carga ano 32 [m]	Até 29,86m ou 29,17%, para a vazão de projeto					0,59 m	

A Barragem Principal é de concreto, tem 15 metros de altura e 68 metros de comprimento do coroamento. A casa de Máquinas I, que abriga seis grupos geradores, está localizada a 1.596 metros no final dos condutos forçados. A Barragem Auxiliar está localizada 500 metros à montante da Barragem Principal, é de concreto, com 29,50 metros de altura e 112 metros de comprimento onde está a Casa de Máquinas a jusante da barragem, com um único gerador (Martinez-2021), conforme apresentado na Figura 37 e na Tabela 9.

Figura 37: Esquema da PCH REPI.

Fonte: Martinez-2021

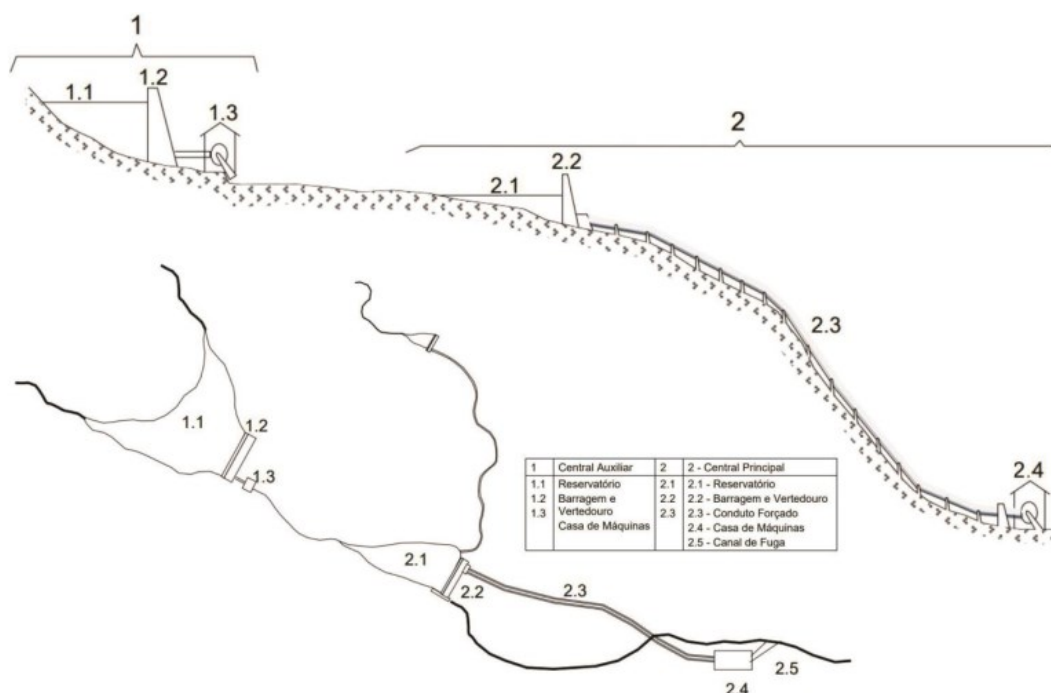


Tabela 9: Dados dos reservatórios da PCH REPI

Fonte: IMBEL-2009, FUPAI-2009

Itens da CGH REPI	Reservatório Auxiliar	Reservatório Principal
Comprimento do reservatório [m]	945	600
Volume do reservatório [m ³]	1.347.287	269738,17
Volume morto do reservatório [m ³]	21.356	Tomada d'água de fundo
Deflúvio médio de sedimentos [ton/ano]	28.558	1207,1355
Índice de sedimentação	1,43.108	9,0525.106
Vazão média afluyente [m ³ /s]	3,66	3,66
Eficiência de retenção [%]	96,5	82
Volume de assoreamento anual [m ³ /ano]	21198,82	761,4239
Vida útil do reservatório [anos]	63,55	354,25

Na análise das vazões históricas do Rio Bicas e a contribuição do Ribeirão do Quilombo foram considerados os dados apresentados, conforme Costa-2022, nas Tabelas 10 e 11.

Tabela 10: Vazões – Estudo hidrológico do Rio Bicas.

Fonte: IMBEL-2009, FUPAI-2009

Símbolos	Vazões (m³/s)	CGH REPI
QMLT	Média de longo termo	3,66 m ³ /s
QMIN	Média mensal mínima	0,65 m ³ /s
QMAX	Média mensal máxima	11,58 m ³ /s
Q95	Média mensal firme	1,56 m ³ /s
Q7/10	Mínima de 7 dias	0,79 m ³ /s
QSAN	Sanitária ou ecológica	0,55 m ³ /s
Q10	De cheia (10 anos)	58,85 m ³ /s
Q50	De cheia (50 anos)	81,24 m ³ /s
Q100	De cheia (100 anos)	90,71 m ³ /s
Q500	De cheia (500 anos)	112,58 m ³ /s
Q1.000	De cheia (1.000 anos)	121,98 m ³ /s
Q10.000	De cheia (10.000 anos)	153,20 m ³ /s
QMD	Máxima diária registrada (21/12/66)	45,03 m ³ /s
QmD	Mínima diária registrada (04/08/91)	0,07 m ³ /s

Tabela 11: Vazões – Estudo hidrológico do Ribeirão Quilombo.

Fonte: IMBEL-2009, FUPAI-2009

Símbolos	Vazões (m³/s)	CGH REPI
QMLT	Média de longo termo	0,70 m ³ /s
QMIN	Média mensal mínima	0,12 m ³ /s
QMAX	Média mensal máxima	2,20 m ³ /s
Q95	Média mensal firme	0,30 m ³ /s
Q7/10	Mínima de 7 dias	0,15 m ³ /s
QSAN	Sanitária ou ecológica	0,11 m ³ /s
Q10	De cheia (10 anos)	14,15 m ³ /s
Q50	De cheia (50 anos)	19,30 m ³ /s
Q100	De cheia (100 anos)	21,47 m ³ /s
Q500	De cheia (500 anos)	26,50 m ³ /s
Q1.000	De cheia (1.000 anos)	28,66 m ³ /s
Q10.000	De cheia (10.000 anos)	35,83 m ³ /s
QMD	Máxima diária registrada (21/12/66)	8,57 m ³ /s
QmD	Mínima diária registrada (04/08/91)	0,01 m ³ /s

No cálculo das curvas cota x área x volume, conforme IMBEL-2009 e FUPAI-2009, foram consideradas isóbatas de 2 em 2 m, dos reservatórios Auxiliar e Principal para o cálculo de áreas em diferentes cotas até o nível normal máximo do reservatório. Os dados de cota, área e volume dos reservatórios são apresentados nas Tabelas 12 e 13.

Tabela 12: Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Auxiliar.

Fonte: IMBEL-2009, FUPAI-2009

Pontos	Cota (m)	Área(km²)	Volume (10⁶ m³)	Referências
A11 V11	1098,50	0,193160	1,477459	NA Máximo maximorum
A10 V10	1098,30	0,1857	1,4215	NA Máximo Normal
A9 V9	1098,00	0,176362	1,347287	NA Normal
A8 V8	1097,56	0,1714442	0,305537	-
A7 V7	1094,66	0,131496	0,877561	-
A6 V6	1092,66	0,114358	0,631617	-
A5 V5	1090,66	0,099904	0,417351	-
A4 V4	1088,66	0,081819	0,234314	-
A3 V3	1086,66	0,055991	0,096575	-
A2 V2	1084,66	0,022401	0,021356	-
A1 V1	1082,80	0,001164	0,000550	NA Mínimo

Tabela 13: Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Principal.

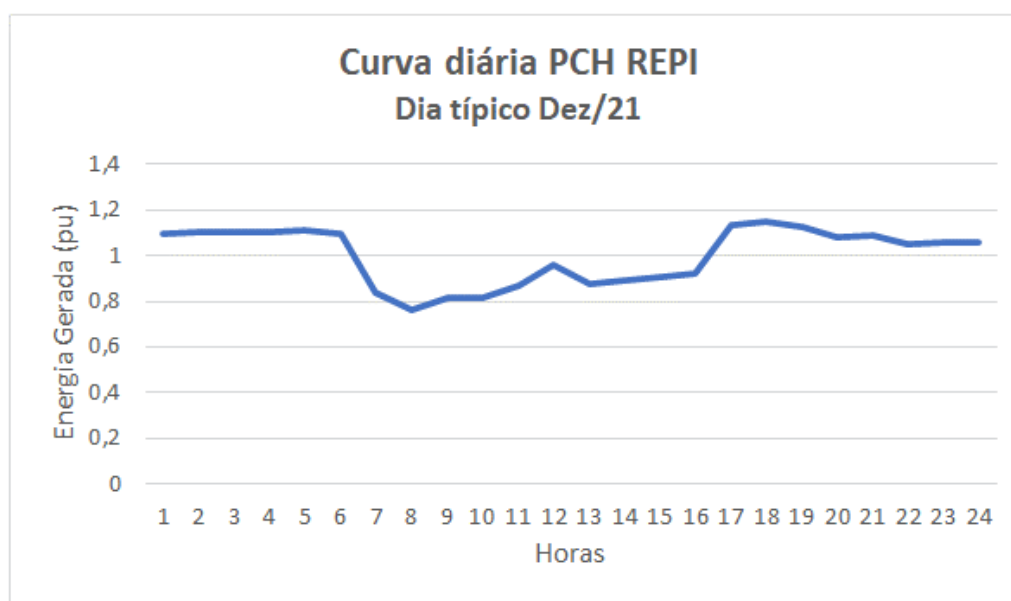
Fonte: IMBEL-2009, FUPAI-2009

Pontos	Cota (m)	Área(km2)	Volume (106 m3)	Referências
A9 V9	1069,84	0,0413	0,2697	NA Máximo maximorum
A8 V8	1069,64	0,0395	0,2615	NA Máximo Normal-
A7 V7	1068,84	0,0378	0,2299	NA Normal-
A6 V6	1068,50	0,0308	0,2170	-
A5 V5	1065,00	0,0207	0,1092	-
A4 V4	1063,00	0,01486	0,0678	-
A3 V3	1061,00	0,0116	0,0381	-
A2 V2	1060,00	0,0053	0,0266	-
A1 V1	1055,00	0,0000	0,0000	NA Mínimo

Na curva diária, de um dia típico do mês de dezembro de 2021, da PCH REPI verifica-se que no período das 6 às 17h uma redução do despacho e a partir das 17h uma elevação da geração, conforme a Figura 38.

Figura 38: Curva diária da PCH REPI – Dez/21.

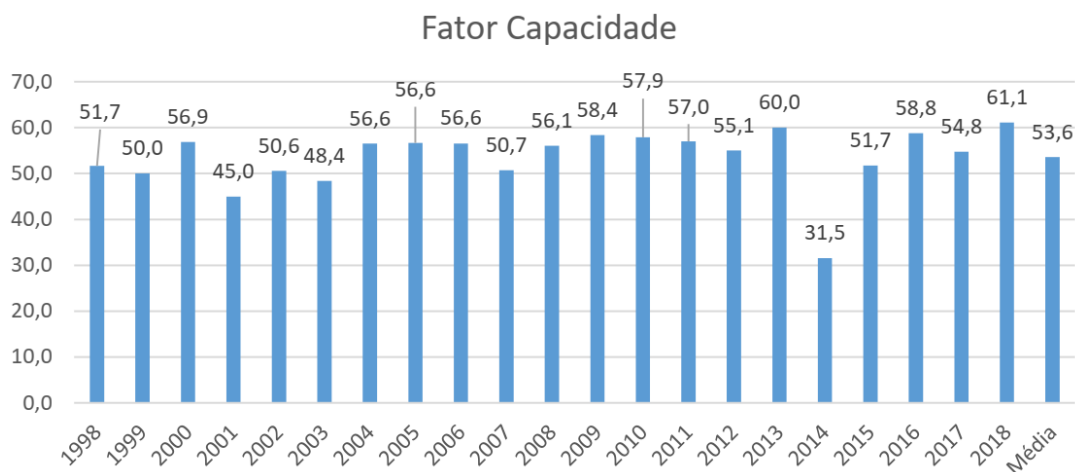
Fonte: CCEE-2022



Na Figura 39 apresenta o fator de capacidade, razão entre a geração em determinado período de tempo e a capacidade máxima de geração da PCH, calculado com base na geração de energia em função da vazão. Ressalta-se, conforme se observa no gráfico abaixo, uma ociosidade ou subutilização das instalações de conexão da PCH.

Figura 39: Fator de capacidade da PCH REPI entre os anos 1998 - 2018.

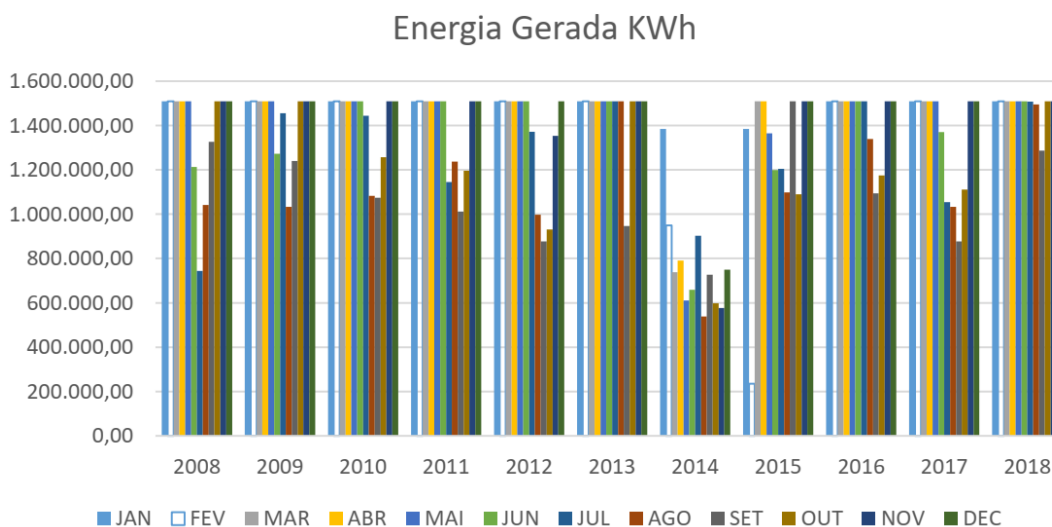
Fonte: Costa-2022



O ciclo de geração da PCH REPI é interanual, que caracteriza o regime hídrico da região. A figura 40 apresenta a geração de energia da PCH no período entre os anos de 2008 a 2018.

Figura 40: Energia Gerada na PCH REPI entre os anos 2008 - 2018.

Fonte: Costa-2022



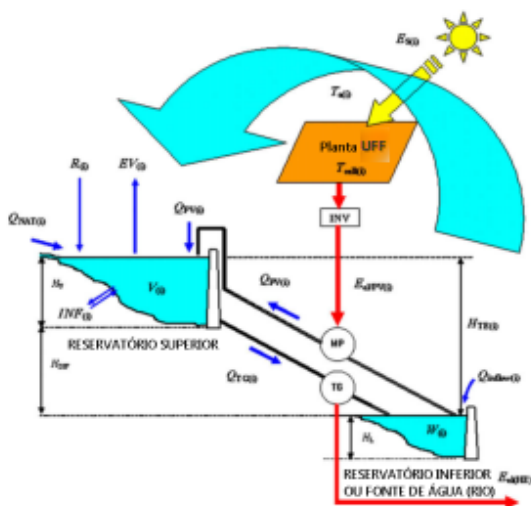
4.2. Modelagem da Usina Fotovoltaica Flutuante

A modelagem da usina UFF como uma unidade adicional de geração proposta em Costa-2022 visa a otimização do sistema de conexão, devido ao fator de capacidade PCH REPI. Considerando que a energia da UFF gerada como complementariedade da hidrelétrica, que corresponde ao volume de água que deixa de ser turbinada e ficou armazenada no reservatório. O trabalho proposto pretende além de complementar a geração, conforme citado na referência anterior, com o bombeamento para armazenar água no reservatório principal para despacho no horário de ponta do sistema elétrico. Considerando que a vazão sanitária equivalente deve ser mantida considerando o período

analisado. Esta modelagem proposta considera um bombeamento ideal, em que parte da energia da UFF é convertida em vazão equivalente para o bombeamento de água do reservatório inferior para o superior, conforme esquemático apresentado na Figura 41.

Figura 41: Esquema da hidrelétrica com bombeamento solar.

Fonte: Glasnovica-2009



4.2.1. Aplicação da UFF no reservatório da PCH REPI

A PCH REPI tem dois reservatórios, conforme a Figura 42, sendo o que o reservatório Principal tem uma dimensão menor, conforme a Tabela 8, logo o reservatório Auxiliar será escolhido para instalação da UFF. A largura do reservatório Auxiliar pode variar de 50 a 100 m em função do nível do reservatório durante o período de seca, conforme Costa-2022. Dentre os estudos para instalação da usina é necessário o levantamento batimétrico da topografia do fundo do reservatório para definições de ancoramento e caminhos de cabos de média tensão para conexão da UFF. Para avaliar a segurança das ilhas deve-se levantar a intensidade ventos dominantes, a determinação da intensidade e amplitude das ondas ou correnteza. Para otimizar o sistema de conexão foi projetada uma UFF de 3,37 MW, distribuída em 6 ilhas de 500 kW e 3 ilhas de 125 kW.

Para garantir área de trânsito para manutenção e para evitar sombreamento entre os módulos foi proposto em Strangueto-2016 a criação de um caminho de 50 cm. As dimensões dos módulos Jinko 610W, conforme datasheet JINKO-2022, a serem adotados no Estudo de Caso são de 2465 x 1134 x 35mm. Para dimensionamento da ilha foi acrescido o espaçamento de 50 cm entre os módulos. As ilhas de 500 kW terão 864 módulos/ilha de 610 Wp ocupando uma área de 25.116 m² e para as ilhas de 125 kWp terão 216 módulos/ilha de 610 Wp ocupando uma área de 3.140 m², logo representa uma área total de 28.256 m², o que equivale 8,4 m² por kWp.

A disposição das ilhas, de acordo com Costa-2022, é apresentada na Figura 42, foi escolhida a área de maior profundidade devido à variação do nível d'água, de modo a garantir que os módulos se mantenham sobre o espelho d'água no período de seca em que o reservatório pode atingir um estado de volume útil nulo.

Figura 42: Esquema das ilhas no reservatório auxiliar.

Fonte: elaboração própria do Google Maps



4.2.2. Simulação da UFF no PVsyst®

A estimativa da energia elétrica gerada foi realizada através do uso do programa computacional PVsyst® na versão 7.2.

Os parâmetros de entrada do PVsyst® necessários para estimar a energia elétrica gerada na UFF são listados e descritos a seguir.

- I. Localização geográfica foi utilizado o banco de dados do “GOOGLE MAPS” localizando geograficamente o reservatório Auxiliar da PCH REPI com latitude, longitude e altitude na Figura 43. Apesar de poder utilizar os dados climáticos do PVsyst® optou-se pela utilização dos dados da base do INMET para determinar a Irradiação Global, Temperatura e Velocidade dos Ventos, como referência a Estação Automática localizada na cidade de Passa Quatro, mais próxima a Wenceslau Braz, conforme a Tabela 14.

Figura 43: Etapa para definição de localização UFF.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst -7.2

Geographical site parameters for Wenceslau Braz, SIT

Geographical Coordinates Monthly meteo Interactive Map

Location

Site name:

Country: Region:

Geographical Coordinates

Decimal Deg. Min. Sec. (+ = North, - = South hemisph.)

Latitude: [°] ['] ["]

Longitude: [°] ['] ["] (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude: M above sea level

Time zone: Corresponding to an average difference
Legal Time - Solar Time = 0h 3m

- II. Definição do Albedo: albedo (ou coeficiente de reflexão) é a razão entre a quantidade de irradiação refletida pela irradiação incidente em uma determinada superfície. PVsyst® tem um valor de albedo padrão para base de 0,2.

Tabela 14: Dados Climáticos.

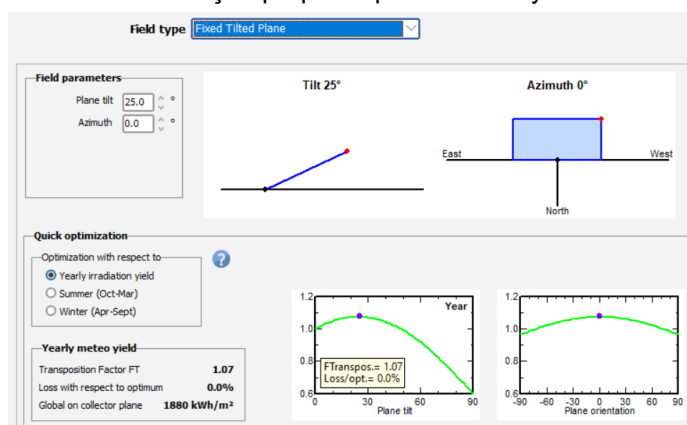
Fonte: elaboração própria a partir do INMET-2022

RESUMO			
Mês	Temperatura Média °C	Velocidade do Vento m/s	Irradiação Global kWh/m ² /mês
Jan	21,79	2,00	176,80
Fev	21,11	2,14	160,30
Mar	20,91	1,90	158,10
Abr	19,48	1,97	134,30
Mai	16,92	1,94	110,00
Jun	16,12	1,79	95,70
Jul	15,60	1,79	106,40
Ago	16,65	2,17	136,60
Set	19,64	2,26	138,50
Out	20,20	2,42	161,40
Nov	20,04	2,46	179,20
Dez	20,91	2,19	192,70
Média	19,11	2,09	145,83

- III. Inclinação do módulo fotovoltaico (plane tilt) e azimute geográfico (angulação formada a partir do Norte Magnético). Na configuração do sistema foi adotado a inclinação igual a 25°, de acordo com Costa-2022, e azimute geográfico igual a 0°, conforme Figura 44.

Figura 44: Etapa para definição dos dados de inclinação e azimute.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2



- IV. Configuração do sistema: Seleção dos Módulos fotovoltaicos – foi escolhido o módulo da JINKO modelo JKM590-610N-78HL4-BDV sistema Bifacial (Datasheets JINKO), conforme apresentado na Figura 29.

- Seleção dos Inversores – foi escolhido o inversor SUNGROW modelo SG125HV (SUNGROW-2019), conforme a Figura 29.
- Foram definidas as ilhas: 6 x 500 kWp com 4 inversores, com 24 módulos, 36 string e 1 MPPT, 3 x 125 kWp com 4 inversores, com 24 módulos, 36 string e 1 MPPT, totalizando 5.832 módulos e ocupando uma área de 16.302 m², conforme a Figura 45. Nota: nesta área não estão incluídos os espaçamentos para manutenção.

Figura 45: Etapa para definição da configuração do sistema.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

Global system summary			
Nb. of modules	5832		
Module area	16302 m ²		
Nb. of inverters	27		
Nominal PV Power	3558 kWp		
Maximum PV Power	3624 kWDC		
Nominal AC Power	3375 kWAC		
Prom ratio	1,054		

V. Parâmetros de perdas:

- Constante do Fator de Perdas, foi adotado 20 W/m²K os demais parâmetros padrão, conforme a Figura 30.
- Perdas ôhmicas, foi adotado 1,5% como valor padrão, e a queda de tensão no diodo de 0,7 V, conforme a Figura 46.
- Qualidade do módulo, foi adotado como eficiência -0,8% como padrão, erro de perdas do módulo para o MPP de 2%, Fator de perdas degradação de luz (LID) de 0,5% e perda de potência do MPP de 2%, conforme a Figura 46.
- Perdas por sujidade, foi adotado o fator de perdas de 0,4%, conforme a Figura 46.
- Indisponibilidade do sistema, foi adotado como fração de tempo de indisponibilidade de 1,5%, com duração de indisponibilidade de 5,47 dias/ano, conforme a Figura 46.

VI. Áreas de Sombreamento: esquema de distribuição das ilhas no reservatório Auxiliar, conforme a Figura 47.

Figura 46: Etapa para definição dos parâmetros térmicos.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

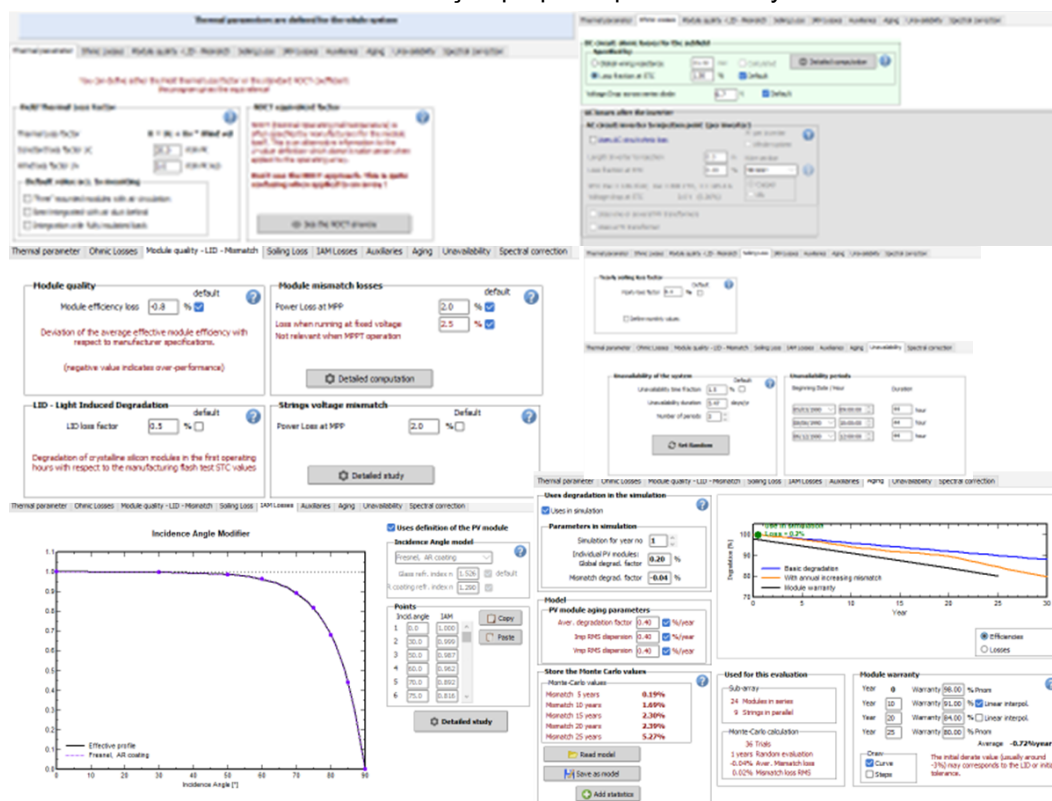
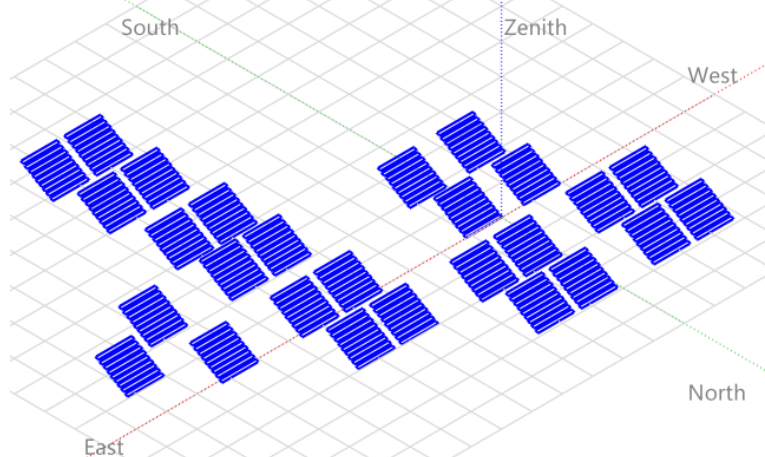


Figura 47: Layout da distribuição das ilhas.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

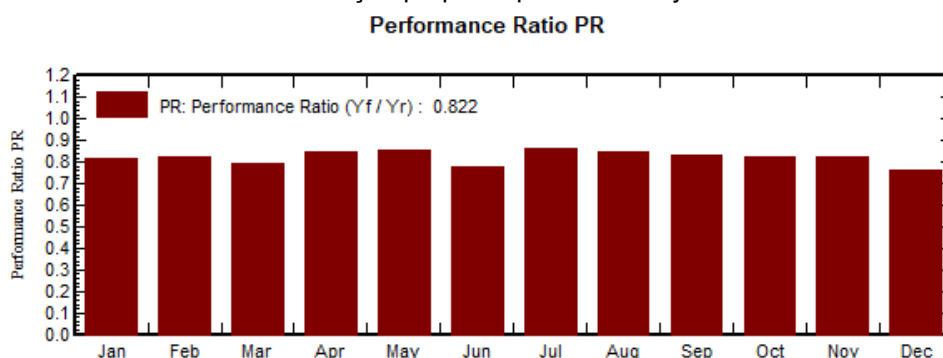


VII. Resultados da Simulação:

- Taxa de performance da UFF, traduz a eficiência com que uma usina fotovoltaica produz energia. O projeto tem uma performance de 82,2%, conforme Figura 48.

Figura 48: Taxa de performance no ano.

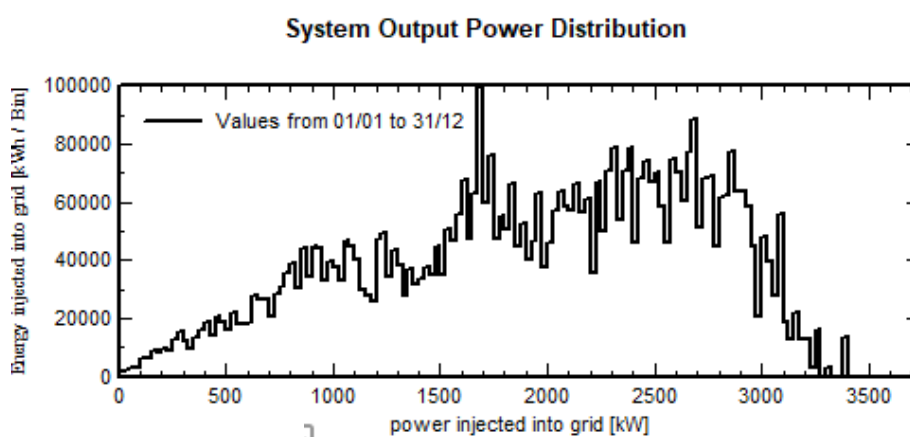
Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2



- Potência Injeta na Rede Elétrica pela UFF, o projeto produz o montante de energia de 5.409 MWh/ano, conforme Figura 49.

Figura 49: Potência Injeta na Rede Elétrica.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

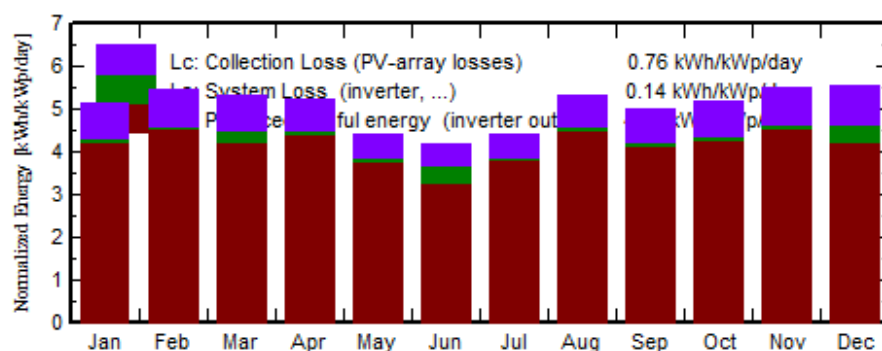


- Produção normalizada (por kWp instalado), produção de energia elétrica e as perdas nos módulos e inversores, conforme Figura 50.

Figura 50: Produção Normalizada (por kWp instalado).

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

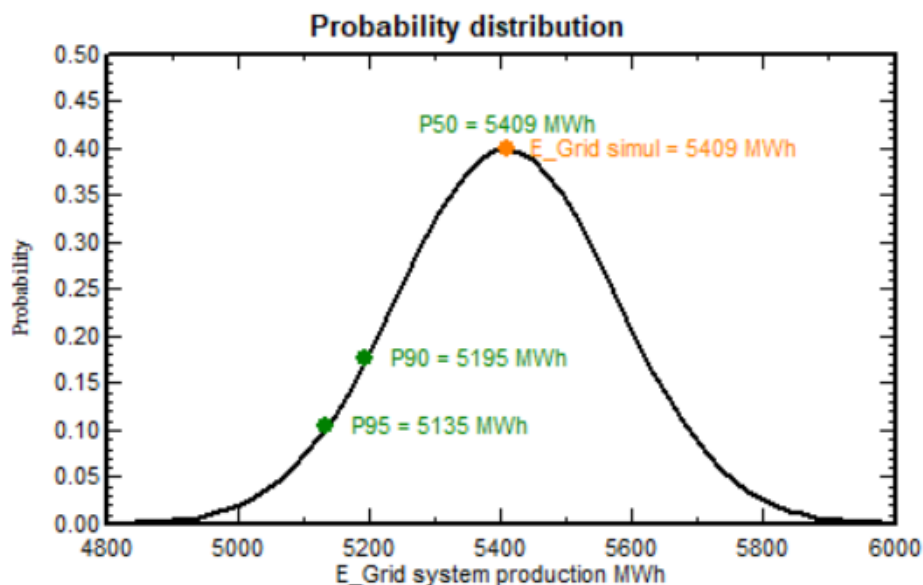
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3558 kWp



- Distribuição de probabilidade de produção de energia da UFF, conforme a Figura 51.

Figura 51: Distribuição de Probabilidade P50 da produção de energia gerada.

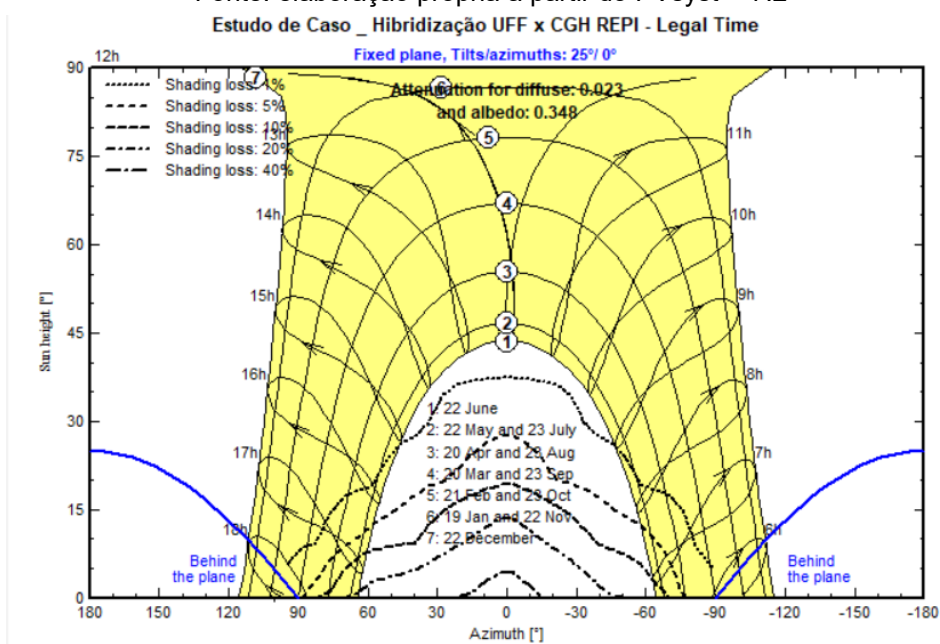
Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2



- Diagrama de auto sombreamento - fornece uma avaliação sintética da distribuição de sombreamento de acordo com a estação e a hora do dia durante o ano, a Figura 52 apresenta o diagrama na localidade de Wenceslau Braz.

Figura 52: Diagrama de auto sombreamento.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2



- Resumo geral com os resultados da simulação da UFF, conforme a Tabela 15.

Tabela 15: Principais dados e resultados da simulação.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst[®] -7.2

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	176.8	83.91	21.78	159.9	152.9	0.474	0.466	0.819
February	160.3	75.09	21.11	153.6	147.5	0.459	0.451	0.826
March	158.1	73.94	20.91	165.6	159.8	0.498	0.469	0.796
April	134.2	57.46	19.48	156.6	151.9	0.478	0.471	0.845
May	110.0	44.32	16.92	137.5	133.1	0.424	0.417	0.852
June	95.7	43.71	16.12	125.4	121.0	0.392	0.348	0.780
July	106.4	45.71	15.59	137.3	132.7	0.428	0.421	0.862
August	136.6	52.73	16.65	164.6	160.0	0.506	0.498	0.851
September	138.5	66.84	19.64	149.5	144.5	0.450	0.442	0.831
October	161.4	75.61	20.20	161.5	155.5	0.481	0.473	0.824
November	179.2	78.58	20.04	165.4	158.6	0.494	0.486	0.825
December	192.7	91.10	20.90	171.8	164.2	0.511	0.467	0.765
Year	1749.9	789.01	19.10	1848.8	1781.8	5.595	5.409	0.822

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

- Avaliação econômica

Os custos do CAPEX e OPEX, conforme APOLLO-2020, adotados na simulação são apresentados nas Tabelas 16 e 17.

Composição do CAPEX:

- Módulos fotovoltaicos: 610 kWp – 1,638 R\$/kWp;
- Inversores: 1,02 R\$/kWp;
- Ilha de Flutuantes: 3,62 R\$/kWp;
- Sistema de Ancoragem: 2,42 R\$/kWp;
- Obras Civas e Eletromecânicas: 3,08 R\$/kWp;
- Outras despesas: 1,71 R\$/kWp;

Custos varáveis:

- OPEX: 0,15 R\$/kWp;
- Ano de Construção: 2023-2043.

Estrutura de Capital:

- Custo de Oportunidade: 8 %/ano*;
- Equity: 50%;
- Alavancagem: 50%;
- Inflação: 3,25% a.a.*;
- Tarifa: R\$0,618 R\$/kWh**;
- Período de Vida: 20 anos;
- Sem Carência.

Notas:

* - Taxas macroeconômicas do ano de 2021;

** - Tarifa CEMIG D - Classe B1 - Residencial Normal

<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>

Tabela 16: Custo do CAPEX.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2


Description	Quantity	Unit price	Total	
<input type="checkbox"/> PV modules			5.26	BRL/Wp
JKM-610N-78HL4-BDV			1.64	BRL/Wp
Supports for modules			3.62	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Inverters			1.02	BRL/Wp
SG125-HV			1.02	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Other components			4.13	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Studies and analysis			0.00	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Installation			3.09	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Insurance			0.00	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Land costs			0.00	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Loan bank charges			0.00	BRL/Wp
<input type="checkbox"/> Taxes			0.00	BRL/Wp
Total installation cost			13.50	BRL/Wp
Depreciable asset 			10.41	BRL/Wp

Tabela 17: Custo do OPEX.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

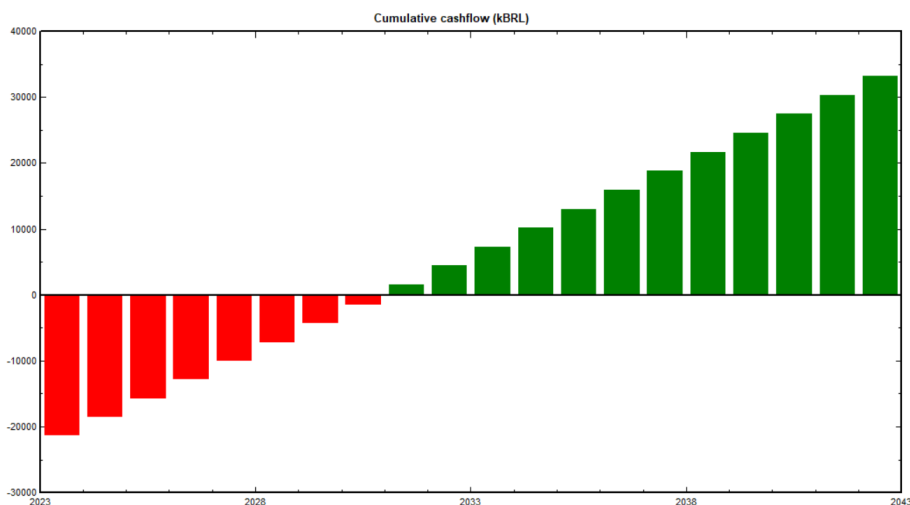
Description	Yearly cost	
<input type="checkbox"/> Maintenance	0.15	BRL/...
Land rent	0.00	BRL/...
<input type="checkbox"/> Insurance	0.00	BRL/...
Bank charges	0.00	BRL/...
Administrative, accounting	0.00	BRL/...
<input type="checkbox"/> Taxes	0.00	BRL/...
Subsidies	0.00	BRL/...
Operating costs (OPEX)		0.15 BRL/Wp/year

O sumário dos resultados financeiros é apresentado abaixo, na Figura 53 é apresentado o fluxo de caixa do projeto:

- CAPEX: 13,50 R\$/kWp;
- OPEX: 0,21 R\$/kWp;
- LOCOE: 0,511 R\$/kWp;
- Payback: 14,6 anos;
- Valor Presente: R\$ 3.993.201,00;
- Taxa de retorno: 16,6%.

Figura 53: Fluxo de caixa.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2

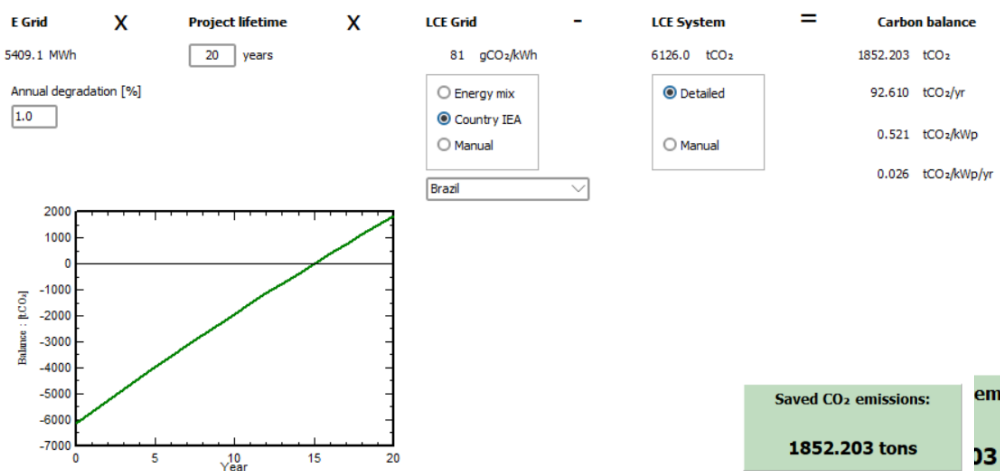


- Balanço de emissão de carbono

O valor de redução da emissão de carbono proporcionados pela implantação da UFF é apresentado na Figura 54.

Figura 54: Balanço de Carbono.

Fonte: elaboração própria a partir do PVsyst® -7.2



4.3. Modelagem do sistema de bombeamento

Os sistemas de bombeamento de água abrangem os mais diversos ramos das instalações industriais e residenciais. Os equipamentos de bombeamento são de diversos tipos tamanhos e atendem inúmeras necessidades. Algumas definições gerais de bombas hidráulicas, conforme Barbosa-2013, são:

- Sistema de bombeamento - constituído pelos reservatórios de sucção (de onde a bomba aspira o fluido de trabalho) e de descarga ou de recalque (para onde a bomba movimenta o fluido de trabalho), pela bomba, pelas tubulações que ligam

os diversos componentes do sistema de bombeamento; pelos componentes acessórios (cotovelos, válvulas de controle ou unidirecionais), pelos suportes;

- Altura de elevação ou altura de carga ou altura de bombeamento - quantidade de energia específica (geralmente expressa em metros de coluna de fluido de trabalho) que o rotor da máquina transfere ao fluido de trabalho (no caso de bombas) ou que o fluido de trabalho transfere ao rotor da máquina (no caso de turbinas);
- Perda de carga - perda de pressão de estagnação entre dois pontos do sistema de bombeamento;
- Altura manométrica ou altura de elevação manométrica - altura de elevação referida a um fluido de trabalho especificado (geralmente água destilada à temperatura de 4 °C, com densidade de 1000 kg/m³);
- Potência do motor - potência disponibilizada pelo motor na ponta de eixo que é ligada à máquina;
- Potência de eixo - potência disponibilizada pela máquina no eixo ligado ao rotor. Note-se que a potência de eixo é igual à potência do motor se não houver perdas entre a ponta de eixo do motor e a posição em que o eixo se fixa ao rotor;
- Potência útil - potência que é efetivamente transferida ao fluido pelo rotor, ou ao rotor, pelo fluido;
- Potência dissipada - potência consumida pelas perdas viscosas (consumida devido a atrito viscoso, quando o fluido de trabalho se escoar no interior da máquina), volumétricas (consumida devido às perdas volumétricas decorrentes de fugas, escoamento secundário, etc.) e mecânicas (consumida devido a atrito nos mancais, gaxetas, vedações, etc).

Para especificar uma bomba centrífuga apropriada para o sistema de bombeamento desde o canal de dissipação da PCH REPI até ao Reservatório Auxiliar. Neste trabalho irá manter a vazão sanitária ou ecológica de 0,55 m³/s apresentada na Tabela 9: Vazões – Estudo hidrológico do Rio Bicas e proporcionar o armazenamento do excedente de forma a otimizar o despacho hidráulico da PCH.

Os principais dados utilizados para dimensionar a potência do motor são:

- Vazão $Q = 0,83 \text{ m}^3/\text{s} = 3.000 \text{ m}^3/\text{h}$ – vazão de engolimento da maior máquina (875 kVA) da PCH REPI;
- Altura = 131,49 m – Reservatório Principal = 102,34 m e Auxiliar = 29,15 m;
- Rendimento do motor $\eta = 0,74$;
- Resistividade da água à temperatura de 25° C - $\rho = 977 \text{ kgf/m}^3$.

$$P = \frac{\rho * Q * H}{75 * \eta} [CV] \quad (36)$$

Dimensionamento do motor

$$P = \frac{977 * 0,83 * 131,49}{75 * 0,74} = 1.921 \text{ CV ou } 1.414 \text{ kW}$$

De acordo com catálogo de fabricantes é recomendável determinar a reserva de potência para o acionamento, que considera que para máquina com potência acima de 20 CV acréscimo de 10%, logo

$$P = 1.414 \text{ kW} * 1,1 = 1.455 \text{ kW}$$

Para seleção da bomba foi escolhido o fabricante Indústria e Manutenção de Bombas ITA Ltda (IMBIL-2022). Foi utilizado o programa do Catálogo Eletrônico para determinar a bomba.

Entrada de dados, apresentado na Figura 55. Nota neste caso assumiu a massa específica da água igual a 1.000 kg/m³.

Figura 55: Dados de entrada.

Fonte: elaboração própria a partir do IMBIL-22

The screenshot shows the IMBIL Catálogo Eletrônico interface. The header includes the IMBIL logo, version 6.0.0.3, and user information. The main form is titled 'Seleção e Aplicação de Bombas' and contains several input fields: 'Seleção e Aplicação de Bombas' (dropdown), 'Exibir guia Linha/Tipo' (checkbox), 'Unidade de Potência' (dropdown set to 'CV'), and an 'Instalação' button. Below this, there are sections for 'Aplicação' (set to 'Geração de Energia'), 'Linha/Tipo', 'Modelo/Tamanho', and 'Frequência/Rotação' (set to 'Todos 60 Hz'). A detailed parameter section includes 'Vazão' (3.000 m3/h), 'AMT Total' (131,49 mca), 'Líquido' (Água Limpa), 'Temperatura Fim' (25), 'Temperatura Max' (40), 'Massa Específica' (1000 Kg/m³), and 'Viscosidade' (1).

Modelo e tamanho de bomba da linha BP modelo 5001000B, foi selecionada a bomba com Potência 1.989,11 cv no catálogo da IMBIL, apresentado na Figura 56.

Figura 56: Modelo e tamanho da bomba.

Fonte: elaboração própria a partir do IMBIL-22

Inicio - Seleção de Bombas Linha/Tipo Modelo/Tamanho Curvas Materiais Construtivos Informações da Bomba Acessórios Testes Folha de Dados

Linha	Modelo	Npsh Req mca	Potência cv	Rendimento %	BEP %	Rotação Bomba	Frequência Hz	Temp Max C	Vazão Min m3/h	Vazão Max m3/h	Pressão Min mca
BP	5001000 B	4,73	1989,11	73,45	89,12	980	60	105	2187,68	5813,56	86,5
BP	5001000 B	5,04	2101,25	69,53	87,49	1180	60	105	2251,22	6229,02	87,12

Nas Figuras 57, 58 e 59 são apresentadas as curvas da bomba selecionada, de Potência e Rendimento.

Figura 57: Curva selecionada da bomba.

Fonte: elaboração própria a partir do IMBIL-22

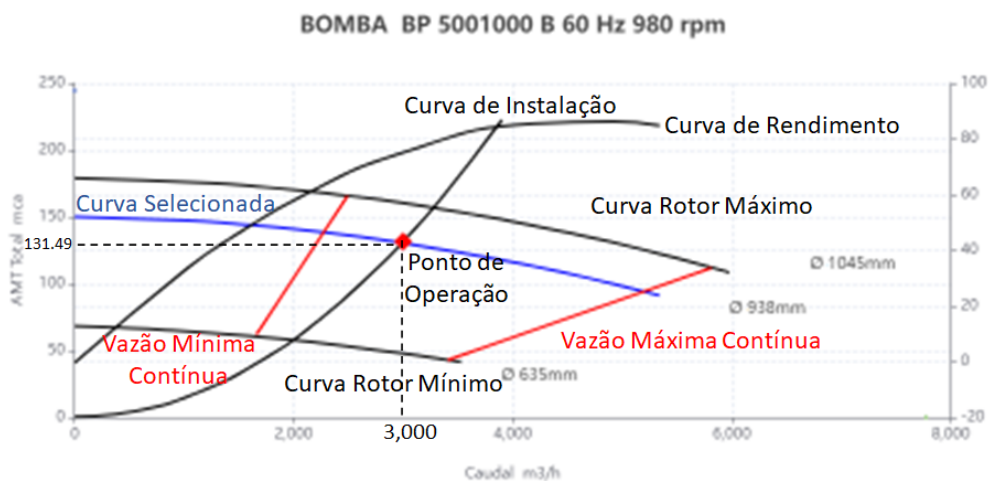


Figura 58: Curva Potência da bomba.

Fonte: elaboração própria a partir do IMBIL-22

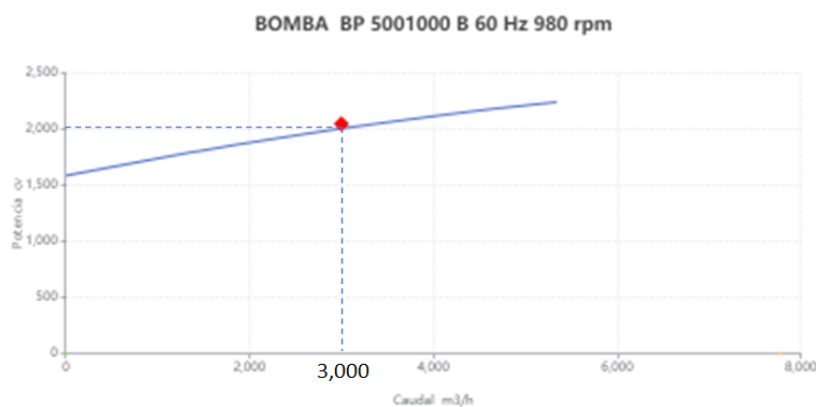
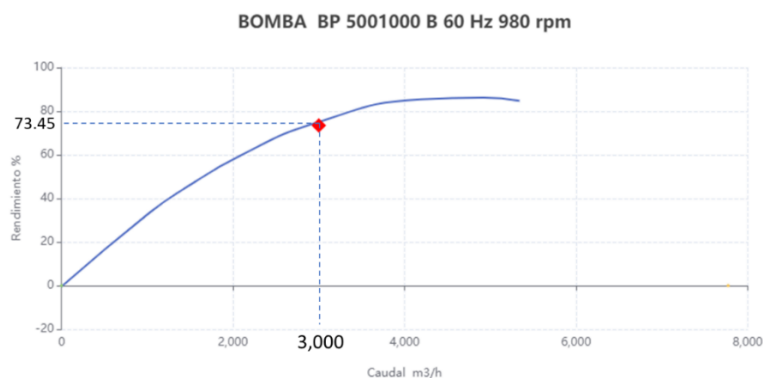


Figura 59: Curva Rendimento da bomba.

Fonte: elaboração própria a partir do IMBIL-22



Nota: foi realizada tentativa de contato com o fabricante da bomba para obtenção de datasheet e o preço do equipamento para complementar as análises do sistema de bombeamento.

4.4. Avaliação de desempenho do sistema de armazenamento

Na análise de desempenho do sistema de bombeamento, considerando a instalação da UFF para fornecer energia para suprir o consumo da bomba trabalhando durante 6h, foram verificados os seguintes pontos:

- Consumo de energia do sistema de bombeamento:

$$Cons_B = P * tempo (h) [kWh] \quad (37)$$

Logo,

$$Cons_B = 1.989 [cv] * 0,736 [kW/cv] * 6 [h] = 8.784 kWh$$

Consumo mensal do sistema de bombeamento, considerando 1 bombas, é de 267.000 kWh.

- Volume armazenado:

$$Vol_{Arm} = Q * tempo (h) [m^3] \quad (38)$$

Logo,

$$Vol_{Arm} = 3.000 [m^3/h] * 6 [h] = 18.000 m^3$$

- Cálculo da vazão média diária (QMd):

Dados da PCH REPI, conforme as Tabelas 9 e 10:

- Vazão do projeto (Q_{MP}) = 3,34 m³/s para as 5 máquinas da Central Principal;
- Vazão média afluente (Q_{MA}) = 3,66 m³/s;
- Vazão sanitária ou ecológica (Q_{ecol}) = 0,55 m³/s.

$$Q_{Md} = Q_{MA} - Q_{ecol} [m^3/s] \quad (39)$$

Logo,

$$Q_{Md} = 3,66 - 0,55 = 3,11 m^3/s.$$

Verifica-se com os dados acima que a PCH na média não consegue despachar todas as máquinas da Central Principal durante todo o tempo.

- Operação conjunta PCH e UFF

O horário de ponta é, por definição, o período do dia em que ocorre um pico na demanda por energia elétrica. No Brasil é o período de três horas consecutivas, normalmente das 18h às 21h excluindo sábados, domingos e feriados. Na análise foi considerado o despacho na PCH das máquinas 3 x 875 kVA do Reservatório Principal e da máquina de 700 kVA do Reservatório Auxiliar durante as 2h no horário de ponta.

$$Vol_{diário} = Q_P [m^3/s] * Horário_{ponta} (h) [m^3] \quad (40)$$

Logo,

$$Vol_{diário} = (3 x 0,83 m^3/s) * 60 * 60 [m^3/h] * 2 [h] = 17.928 m^3$$

O ponto relevante, objetivo deste trabalho, é que o volume armazenamento permite o despacho da PCH durante 2h dentro do horário de ponta, considerando o despacho das máquinas, o que garante uma receita extra para a PCH com a venda da energia excedente.

Vazão média final considerando o volume armazenado (Q_{Mdf}):

$$Q_{Mdf} = Q_{MA} + Q_{Arm} - Q_{ecol} [m^3/s] \quad (41)$$

Logo,

$$Q_{Mdf} = 3,66 + (0,83 * 2) - 0,55 = 4,77 m^3/s.$$

Assim o sistema de bombeamento contribui para o aumento da vazão média do reservatório para 4,77 m³/s o que garante o despacho de todas as máquinas da PCH.

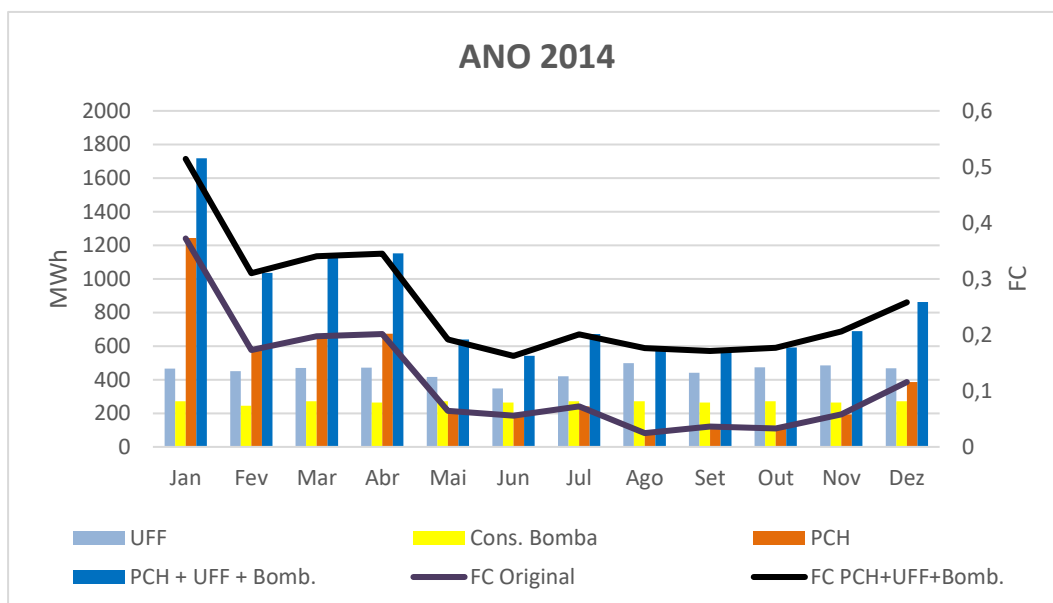
4.5. Avaliação da operação conjunta com o sistema de armazenamento

Na análise de desempenho da operação conjunta do sistema de bombeamento com o despacho da PCH REPI considerando a complementaridade da geração da UFF. Os dados de geração da PCH REPI obtidos no painel de geração do CCEE (CCEE-2022), foram avaliados dois anos com diferente perfil de despacho para verificar os ganhos proporcionados com a implantação do sistema de bombeamento.

O ano de 2014 foi escolhido devido ao período crítico com uma redução muito forte nas precipitações desde o ano de 2012. Na Figura 60 verifica-se para o ano de 2014 um aumento de geração com implantação do sistema. O fator de capacidade médio na condição original era 11,7% foi para 25,4% com o sistema de bombeamento. Durante o período crítico nos meses de maio a outubro o consumo do sistema de bombeamento é superior a geração própria da PCH, o que proporciona uma otimização do nível do reservatório devido ao armazenamento neste período. Neste caso verifica-se uma melhor otimização do sistema com a implantação do sistema de armazenamento na PCH.

Figura 60: Energia anual gerada no ano 2014 pela PCH e UFF, consumo da bomba e fatores de capacidade (FC) original e do conjunto.

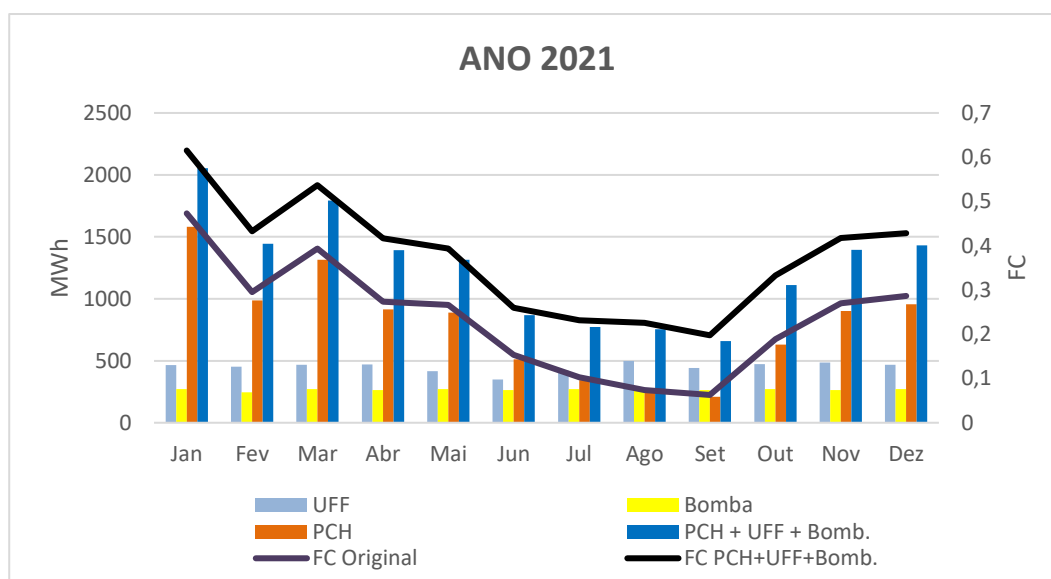
Fonte: elaboração própria a partir do CCEE-2022



Já o ano de 2021 observa-se um desempenho típico de geração na Região Sudeste. Na Figura 61 verifica-se, conforme observado no ano de 2014, o ganho proporcionado com a implantação do sistema com otimização dos reservatórios e do sistema de conexão. O fator de capacidade médio na condição original era 23,7% foi para 37,4% com o sistema de bombeamento.

Figura 61: Energia anual gerada no ano 2021 pela PCH e UFF, consumo da bomba e fatores de capacidade (FC) original e do conjunto.

Fonte: elaboração própria a partir do CCEE-22



5. CONCLUSÃO

O objetivo principal da monografia foi realizar uma avaliação da hibridização da produção de energia elétrica da usina hidrelétrica através de um sistema de bombeamento suprido por uma geração fotovoltaica flutuante em reservatório da hidrelétrica.

Embora a usina hidrelétrica reversível (UHR) seja uma tecnologia madura, há algumas inovações emergentes, conforme Executive Summary - International Forum on Pumped Storage Hydropower (IFPSH-2021) em três grandes categorias:

- Ampliação do potencial da UHR: instalação em minas abandonadas, cavernas subterrâneas, barragens sem energia e usinas hidrelétricas convencionais, além da UHR na região beira-mar, representa um vasto potencial inexplorado.
- Retrofit e atualização de sistemas UHR: com os recentes avanços tecnológicos, como o uso de turbinas-bomba de velocidade variável e curto-circuito hidráulico que podem melhorar os serviços prestados pelas UHR existentes.
- Desenvolvimento de sistemas híbridos: com acoplamento de UHR com sistemas de baterias, fotovoltaico flutuante, hidrogênio e o armazenamento de calor e a dessalinização pode fornecer serviços adicionais com custos e impactos ambientais reduzidos.

A hibridização de fontes de geração intermitentes, conforme a referência EPE-2021, apresenta os seguintes benefícios:

- Maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão;
- Redução dos custos de uso dos sistemas;
- Otimização do uso do terreno, com a redução de custos associados à compra ou arrendamento da área;
- Ganho em logística e planejamento da implantação das usinas redução dos custos de operação e manutenção, que podem ser compartilhados entre as duas ou mais usinas;
- Compartilhamento do sistema de transmissão de interesse restrito;
- Unificação de licenças ambientais e a redução do custo de garantias financeiras.

As principais conclusões teóricas, conforme as principais referências utilizadas na monografia, são:

- Aplicação da tecnologia de usina hidrelétricas reversíveis, apesar de não ser uma inovação e com vários projetos já instalados ao redor do mundo, é viável para otimizar a produção de energia e a regularização do reservatório. Inclusive o tema foi objeto de uma pesquisa no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) realizado pela equipe do GESEL – UFRJ para a Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional.
- A implantação da usina fotovoltaica flutuante (UFF), que atualmente vem crescendo sua aplicação, é uma opção para otimização do sistema de conexão. Ressalta-se que a UFF utiliza uma área disponível no espelho d'água do reservatório e não concorre com áreas que poderiam ser utilizadas na produção de alimentos. Além dos ganhos de redução de evaporação do reservatório e conseqüentemente a temperatura dos módulos o que proporciona aumento da produção de energia.

- A hibridização das fontes renováveis vem sendo discutida pelo setor de energia com promulgação de normas para uma regulação específica de forma a incentivar a aplicação da complementariedade das fontes.

Os principais resultados obtidos no Estudo de Caso, conforme foi proposto como objetivos específicos do estudo, são:

- A implantação da UFF no reservatório Auxiliar da PCH REPI com a potência instalada de 3,34 MW com a instalação de 5.832 módulos, 27 inversores ocupando uma área total de 28.256 m².
- Como é uma PCH existente foi avaliada a instalação de bombas para realizar o bombeamento durante o período de 6h no horário de geração da UFF. Foi utilizado o aplicativo da IMBIL-2022 para dimensionar a bomba que será aplicada no projeto. No caso foi especificado a máquina da linha BP modelo 5001000B.
- Na avaliação de desempenho do sistema de armazenamento foi verificado o volume bombeado para o reservatório e tempo máximo de operação das máquinas da PCH no horário de ponta. Neste caso foi determinado a operação das máquinas 3 x 875 kVA do Reservatório Principal e da máquina de 700 kVA do Reservatório Auxiliar durante as 2h no horário de ponta.
- A implantação do sistema proporcionou um ganho com otimização dos reservatórios e do sistema de conexão. Verifica-se uma melhora no fator de capacidade médio da PCH REPI, pois na condição original para o ano de 2021 era 23,7% foi para 37,4% com o sistema de bombeamento.

Como apresentado neste trabalho o tema é de grande importante para o Setor Elétrico Nacional e que mais estudos devem ser desenvolvidos.

BIBLIOGRAFIA

ANA-2020. Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, “**Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2020: informe anual**”, p. 118, Brasília, 2020.

ANEEL-954: **Resolução Normativa ANEEL nº 954** de 30/11/2021

ANEEL-2020: **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL** - Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas.

ANEEL-2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao> - Acesso em 31/05/2022

Silva-2019. A. M. Silva, et al, “**The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the Brazilian southeast**”, Renewable Energy, v. 138, pp. 1189- 1204, 2019.

Ndiaye-2013. A. Ndiaye, et al., “**Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review**”, Solar Energy, v. 96, pp.140-151, Oct. 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>.

Apollo-2020. **Orçamento Norte Energia - UFF seguidora Belo Monte 1,008 MWp - PVs 600 Wp BI-FACIAIS - TRINA ON-GRID_REV-01 (PRELIMINAR) – 2020**.

Barbosa-2013. Barbosa, José R. **Máquinas de Fluxo** Centro de Referência em Turbinas a Gás - Instituto Tecnológico de Aeronáutica. 2013.

Borba-2018 R. A. Borba, L. H. Novak, “**Sistemas fotovoltaicos flutuantes, aspectos positivos e desafios**”, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, Abril, 2018.

Barbour-2016. Barbour Edward, I.A. Grant Wilson, Jonathan Radcliffe, YulongDing, Yongliang. **A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets**. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 61, August 2016, Pages 421-432. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>

Brandão-2021. Brandão, R., Castro, N., Hunt, J., **A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional – GESEL – Rio de Janeiro**. 2021.

BPA-2010. BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION. Pump-Turbine Technology: The state of art. Portland: HDR|DTA. 2010.

Canales-2015. Canales, F. A.; Beluco, A.; Mendes, C. A. B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: Aplicação e perspectivas**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, 19 (2): 1230-1249, 2015.

Carvalho-2020. T. F. de Carvalho, “**Estudo sobre usinas solares flutuantes em reservatórios de água no Brasil: Estudo de caso no Rio Mossoró**”, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2020.

CCEE-2022. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - **InfoMercado - Dados Horários de Geração** - <https://www.ccee.org.br/web/quest/dados-e-analises/dados-geracao> Acesso em 29/07/2022.

CESP-2014. Companhia Energética de São Paulo. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro. Relatório Final do Projeto de P&D. 2014

CHAPMAN-2013. CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013

Chesf-2021. Chesf, “**Usina Solar Flutuante de Sobradinho**”, p.4, 2021.

Costa-2022. Costa, Pedro P. N., **Centrais Fotovoltaicas consorciadas às centrais geradoras hidrelétricas (PCHS) – um estudo de caso**. UFMG – MG, 2022.

Dessanai-2021. Dessanai, K., Amgarten, R., L., Albuquerque, V., O., Pereira, W., **Usinas Fotovoltaicas Flutuantes: Uma visão da Tecnologia**. UNICAMP– SP, 2021.

Eletrobrás-2003. **Manual de Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas da Eletrobrás – 2003**.

EPE-2020. Empresa de Pesquisa Energética, “**Expansão da geração – Solar fotovoltaica flutuante: Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento**”, p.38, 2020.

EPE-2021. Nota Técnica EPE/DEE/SEG/013/2021 - **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**.

Fox-2010. Fox, R. W.; Pritchard, P. J.; McDonald, A. T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., Sétima Edição, Rio de Janeiro, 2010.

FUPAI-2009. **Projeto básico pequena central hidrelétrica REPI. INDÚSTRIA DE MATERIAL BÉLICO DO BRASIL**. WenceslauBraz. 2009.

GESEL-2020: **Relatório Técnico Usinas Hidrelétricas Reversíveis Análise do Modelo Regulatório Brasileiro** - ISBN: 978-65-86614-07-7 Abril/2020

Glasnovica-2009. Glasnovica, Z., Margeta, J., **The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant - Renewable Energy** - Volume 34, Issue 7, July 2009, Pages 1742-1751 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.033>.

Hunt-2018. Hunt, J.; Byers, E.; Riahi, K.; Langan, S. **Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective**. Energy Convers Manag 2018;116:385–401.

Hunt-2020. Hunt, J.; Byers, E.; Wada, Y.; Parkinson, S.; Gernaat, D.; Langan, S. et al. **Global resource potential of seasonal pumped-storage for energy and water storage**. Nat Commun 2020;11: Article number: 947

IHA-2018 - <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage> - Acesso em Maio/2022

IHA-2022 - IHA <https://www.nrel.gov/csp/field-characterization.html> National Renewable Energy Laboratory - Acesso em Maio/2022

IFPSH-2021. **Executive Summary - International Forum on Pumped Storage Hydropower**. <https://pumped-storage-forum.hydropower.org/>. Setembro 2021

Hoffmann-2012. S. Hoffmann, M. Koehl, “**Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation**”, Progress In Photovoltaics: Research and Applications, v. 22, pp.173-179, Aug. 2012. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2238>.

IMBEL-2009. **Projeto básico pequena central hidrelétrica REPI**. INDÚSTRIA DE MATERIAL BÉLICO DO BRASIL. WenceslauBraz. 2009

IMBIL-2022. **Catálogo IMBIL - Indústria e Manutenção de Bombas ITA Ltda** <https://imbil.com.br/> Acesso em 27/07/2022.

JICA-2011. JICA, Japan International Cooperation Agency. **Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 - Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower**. Tóquio, Japão, 2011.

JINKO-2022. **Datasheet JKM610N-78HL4-BDV - Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS**.

Kim-2019. S-M. Kim, M. Oh and H-D. Park, “**Analysis and Prioritization of the Floating Photovoltaic System Potential for Reservoirs in Korea**”, Appl. Sci. v. 9, 395, Jan. 2019, <https://doi.org/10.3390/app9030395>.

Martinez-2021. Martinez, C., B., Ribeiro, D., S., Silva, A., C., Passaro, M., C. **Análise das Perdas de Geração Elétrica como consequência do incremento da rugosidade pelo fator temporal: Estudo de Caso da PCH REPI**. XXIV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos – Belo Horizonte. 2021.

MME-2020. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, “**Expansão da geração – Solar fotovoltaica flutuante: Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento**”, p.38, 2020.

Morita-2003. K. Morita, T. Inoue, T. Kato, I. Tsuda, Y. Hishikawa, “**Degradation Factor Analysis of Crystalline-Si PV Modules through Long-Term Field Exposure Test**”, Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp.1948-1951, Osaka, May 2003.

MWH-2009. **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest**. 2009

Pegoreti-2017, Thais C. e outros **Os Conceitos de Virtualização e Híbridação de Usinas de Geração de Energia Elétrica** - 2017 Brazilian Technology Symposium - ISSN 2447-8326. V.1. © 2017 BTSYM.

Pereira-2016. Pereira, M., T., **Máquinas de fluxo** – 2016.

Pérez-Díaz-2014. Pérez-Díaz, J. I.; Cavazzini, G.; Blázquez, F.; Platero, C.; FraileArdanuy, J.; Sánchez, J. A.; Chazarra, M. **Technological developments for pumped-hydro energy storage. Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage**, European Energy Research Alliance, 2014.

Pinheiro-2020. Pinheiro, V., C., N. - **Despacho ótimo de sistemas elétricos com armazenamento de energia para fontes intermitentes de geração no Brasil** - UNICAMP, SP: [s.n.], 2020

PVSYST 7.2. **PVsynt v7.2 - Trial, versão 7.2.17**. Universidade de Geneva. [S.l.]. 2022
Acesso em 16/07/2022.

Rezende-2017. A. Rezende, “**Como os plásticos tornam viáveis os projetos de usinas fotovoltaicas flutuantes**”, 2017, Available from: <https://www.arandanet.com.br/revista/pi/materia/2018/03/13/como-os-plasticos-tornam-viaveis.html> Acesso em: Mar/2022.

Ricardo-2007. Strangueto, Karina M. **Estudo de Grupos Moto-Bomba operando como Grupos Geradores em Microcentrais Hidrelétricas**. UNIFEI. Itajubá. 2007.

Sahu-2016. A. Sahu, N. Yadav and K. Sudhakar, “**Floating photovoltaic power plant: A review**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 66, pp. 815–824, 2016.

SENGE-2020. Sindicato dos Engenheiros - Senge Piauí <http://www.senge-pi.org.br/artigo/conheca-as-usinas-hidreletricas-reversiveis-uhrs>.

Shiva-2021. Shiva Gorjian a, H. Sharon b, Hossein Ebadi c, Karunesh Kant d, Fausto Bontempo Scavo e, Giuseppe Marco Tina. Recent technical advancements, **economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems**. Journal of Cleaner Production 278 (2021) 124285.

Siervo-1980. Siervo, F.; Lugaresi, A. **Modern trends in selecting and designing reversible Francis pump-turbines**. Water Power & Dam Construction, pp. 33-42, 1980.

Strangueto-2016. Strangueto, Karina M. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. UNICAMP. Campinas. 2016.

Sarver-2013. T. Sarver, A. Al-Qaraghuli and L. L.A. Kazmerski, “**A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 22, pp. 698 – 733, 2013.

Siervo-1980. Siervo, F.; Lugaresi, A. **Modern trends in selecting and designing reversible Francis pump-turbines**. Water Power & Dam Construction, pp. 33-42, 1980

Sobral-2018. M. R. R. Sobral “**Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal**” Universidade de Lisboa, Lisboa, p.83, 2018.

Stelzer-1977. Stelzer, R. S.; Walters, R. N. **Estimating reversible pump-turbine characteristics**. Engineering Monograph No. 39. Engineering and Research Center, Bureau of Reclamation, United States Department of the Interior, 1977

SULZER-1998. Sulzer **Technical Review**. Winterthur: Sulzer Management Ag., 1998.

SUNGROW-2019. **SG125HV - String Inverter for 1500 Vdc System**. Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.4.

Swamee-2007. S. K.; Swamee N. **Full-range pipe-flow equations**. Journal of Hydraulic Research vol. 45, nº 6, pp. 841-843, 2007.

Teixeira-2020. Teixeira, J. A. “**Usina Fotovoltaica Flutuante**”, São Paulo, 2020, 270 min, Available from: “www.youtube.com/watch?v=yIML7RsSi9U”, Acesso em Mar/2022.

Teixeira-2020-1. J. A. Teixeira, “**Usinas Fotovoltaicas Flutuantes: Projeto, Implantação e Operação**”, São Paulo, 2020, 105 min. Available from: “www.youtube.com/watch?v=O54ZZPkV6sU”, Acesso em Mar/2022.

Voith-2013. Voith Hydro. Hypower: **Revista de tecnologia de geração hidrelétrica**. Heidenheim: Voith Hydro Holding GmbH & Co, 2013.

Voith-2015. Voith Hydro. **Turbinas-bombas**. [s.l], 2015. Disponível em: <<http://www.voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas/turbinasbombas-564.html>>. Acesso em: 27/05/ 2022.

Voith-2022. Voith Hydro. **Hypower. Pumped storage plants**. <https://voith.com/corp-en/industry-solutions/hydropower/pumped-storage-plants.html> Acesso em: 27/05/ 2022.

WBG-2019. World Bank Group, **Energy Sector Management Assistance Program, Solar Energy Research Institute of Singapore. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report**. World Bank, Washington, DC, p. 122, 2019.