



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JANDER GOMES PONTES CANUTO

**APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA PLANTA
FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO AÇUDE CASTANHÃO - CEARÁ**

FORTALEZA

2026

JANDER GOMES PONTES CANUTO

APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA PLANTA
FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO AÇUDE CASTANHÃO - CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2026

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- C235a Canuto, Jander Gomes Pontes.
Aplicação de metodologia de dimensionamento de uma planta fotovoltaica flutuante no Açude Castanhão - Ceará / Jander Gomes Pontes Canuto. – 2026.
68 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2026.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Fotovoltaicos flutuantes. 2. Curva de permanência. 3. Reservatório. 4. Semiárido. I. Título.
CDD 621.3
-

JANDER GOMES PONTES CANUTO

APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA PLANTA
FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO AÇUDE CASTANHÃO - CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 20/01/2026.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Msc. Breno Bezerra Freitas
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A meus pais, Gorete (*In Memoriam*) e Jáder.

Aos amigos e familiares.

.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Maria Gorete Gomes Pontes Canuto (*In Memoriam*) e João Jáder Pontes Canuto, por todo amor, dedicação e tudo que fizeram por mim. À minha irmã, Jardane, com quem compartilho momentos felizes desde o meu nascimento até hoje e que me presenteou com meus queridos sobrinhos, Murilo e Júlia.

Aos meus avós, com a lembrança especial de minha avó paterna, Iêda (*In Memoriam*), uma pessoa sábia e que celebrava a vida, e de minha avó materna, Maria, que tenho a graça de tê-la comigo aos seus 92 anos e que me apoiou em períodos difíceis nessa trajetória. Também agradeço a demais familiares, tios, tias, primos e primas, que também são parte desta conquista.

À minha noiva, Isadora, pelo companheirismo, pela cumplicidade, por ser meu porto seguro em todos os momentos adversos e por tornar bons momentos ainda mais felizes. Sou grato por tê-la compartilhando este momento comigo.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela excelente orientação, disponibilidade e compreensão.

Aos membros da banca examinadora, Msc. Breno Bezerra Freitas, que sugeriu o tema deste trabalho e Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio, pelas suas sugestões.

A Tatiane Lima Régis, do SOPP, e profissionais da DAE-PRAE, por todo auxílio e empenho. Aos profissionais da PROGRAD, pela receptividade e atendimento. Aos profissionais do DEE por seu trabalho e sua disponibilidade.

A Ana Grasieli Lustosa, Juliana Cruz, Alane Bandeira, Bianca Miranda e Danyelle Rolim. Cada uma de vocês esteve comigo nessa caminhada e participa do meu êxito.

A todos os meus amigos e amigas, representados aqui por aqueles que me acompanharam nesse percurso acadêmico: Debora Damasceno, Daniel Gomes, Denio Silva, Graça Larissa, Judá Santos, Lucas Rebouças, Monilson Sales, Natanael Moura, Rayssa Sá, Rodrigo Nagy e Thiago Lima. Essa jornada não seria cumprida se vocês não fizessem parte dela.

Finalmente, agradeço a Deus, por não ter soltado a minha mão em nenhum momento e ter me dado forças diante de obstáculos que me pareciam intransponíveis.

“Se você não pode voar, corra; se não pode correr, ande; se não pode andar, rasteje; mas, não importa o que faça, você deve continuar seguindo em frente.”

(Marthin Luther King Jr.)

RESUMO

Em um contexto global de busca por fontes sustentáveis de energia elétrica, a geração fotovoltaica (FV) emerge como uma das fontes que mais crescem no mundo, sendo a segunda maior em participação na matriz elétrica brasileira. O objetivo deste trabalho consiste na aplicação de uma metodologia de dimensionamento de uma planta fotovoltaica flutuante (FVF) no Açude Castanhão, localizado no Estado do Ceará. A metodologia é dividida em cinco etapas, a saber: obtenção de dados históricos do açude em questão, construção da curva de permanência referente à área inundada do açude, escolha dos níveis de confiabilidade e verificação das condições limites para determinação da área da planta FVF, cálculo da capacidade instalada da planta FVF e produção diária de eletricidade usando os valores diários de produtividade FV. Os níveis de confiabilidade escolhidos foram 90% e 70%. Para cada um desses níveis, foram adotados dois cenários utilizando módulos de 440 Wp e 600 Wp. Quanto maior a confiabilidade, menor a área disponível considerada para instalação. Os resultados mostram que a menor potência possível nas condições consideradas é de 5.144,26 MWp e a maior é de 12.612,38 MWp. Os respectivos valores obtidos de produção anual de eletricidade foram 8.261,68 GWh e 20.255,49 GWh, demonstrando o elevado potencial do Castanhão para geração FVF. Conclui-se que a metodologia é flexível, podendo ter diferentes cenários considerados, e replicável em outros reservatórios, desde que haja disponibilidade de seus dados históricos. A implementação de sistemas FVF se mostra uma alternativa viável para o ambiente semiárido, pois aproveita a disponibilidade de área de reservatórios hídricos.

Palavras-chave: Fotovoltaico Flutuante; Reservatório; Semiárido; Curva de Permanência.

ABSTRACT

In a global context of searching for sustainable sources of electrical energy, photovoltaic (PV) generation emerges as one of the fastest growing sources in the world, being the second largest in terms of participation in the Brazilian electric energy matrix. The objective of this work is to apply a methodology for sizing a floating photovoltaic plant (FPV) at the Castanhão Dam, located in the state of Ceará. The methodology is divided into five stages, which are the gathering of historical data from the reservoir in question, the construction of the permanence curve for the flooded area of the reservoir, the choice of the reliability levels along with the verification of the limit conditions for determining the area of the FPV plant, the computation of the installed power capacity of the FPV plant and daily electricity production by using daily values of photovoltaic productivity. The reliability levels chosen were 90% and 70%. For each of those levels, two scenarios were adopted by using 440 Wp and 600 Wp modules. The higher the reliability, the smaller the available area considered for installation. The results show that the lowest possible power under these conditions is 5,144.26 MWp and the highest is 12,612.38 MWp. The respective values obtained for annual electricity production were 8,261.68 GWh and 20,255.49 GWh, demonstrating the high potential of Castanhão for PVF generation. In conclusion, the methodology is flexible, allowing different scenarios to be considered, and replicable in other reservoirs, as long as historical data is available. The implementation of PVF systems is a viable alternative for the semiarid environment, as it takes advantage of the availability of water reservoir areas.

Keywords: Floating Photovoltaic; Reservoir; Semiarid; Permanence Curve.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Participação das fontes na matriz elétrica brasileira.....	14
Figura 2	– Curva I x V típica de uma célula FV.....	18
Figura 3	– Curvas I x V e P x V de uma célula FV.....	19
Figura 4	– Variação da curva IxV de um módulo FV de acordo com a irradiância.....	20
Figura 5	– Variação da curva IxV de um módulo FV de acordo com a temperatura.....	21
Figura 6	– Classificação de plataformas flutuantes.....	22
Figura 7	– Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 1.....	23
Figura 8	– Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 2.....	24
Figura 9	– Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 3.....	25
Figura 10	– Exemplo de flutuação superficial do tipo rígida.....	26
Figura 11	– Exemplo de flutuação superficial do tipo flexível.....	27
Figura 12	– Ancoragem nas margens.....	29
Figura 13	– Ancoragem inferior ou de fundo.....	29
Figura 14	– Ancoragem por pilares ou estacas.....	30
Figura 15	– Percurso dos cabos elétricos até o solo.....	31
Figura 16	– Inversores <i>string</i> instalados em estruturas flutuantes.....	32
Figura 17	– Centrais inversoras flutuantes.....	33
Figura 18	– Projeção de crescimento de FVF até o ano de 2031 nos países com mais de 500 MW de potência instalada.....	35
Figura 19	– Fluxograma das etapas da metodologia de dimensionamento de plantas FVF em açudes de regiões semiáridas.....	46
Figura 20	– Visão geral do portal hidrológico do Ceará.....	47
Figura 21	– Histórico do volume armazenado no Açude Castanhão.....	48
Figura 22	– Dados hidrológicos do Açude Castanhão.....	48

Figura 23 – Arquivo obtido no Portal Hidrológico do Ceará.....	49
Figura 24 – Ambiente do Microsoft Excel.....	49
Figura 25 – Importação de arquivo CSV.....	50
Figura 26 – Tratamento de dados no Power Query.....	50
Figura 27 – CAV do Açude Castanhão.....	51
Figura 28 – Adição de linha de tendência.....	52
Figura 29 – Obtenção do polinômio de regressão de terceiro grau.....	52
Figura 30 – Construção da CP do Açude Castanhão com dados diários no período de 2004 a 2022.....	54
Figura 31 – CP do Açude Castanhão com dados diários no período de 2004 a 2022.....	54
Figura 32 – Cenários de confiabilidade na curva de permanência.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo dos resultados.....	58
Tabela 2 – Relação entre produção do sistema e consumo no Estado do Ceará.....	59
Tabela 3 – Resumo das análises comparativas.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
CAV	Cota-Área-Volume
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
COGERH	Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos
CP	Curva de Permanência
DNOCS	Departamento Nacional de Obras Contra as Secas
EES	<i>Engineering Equation Solver</i>
FC	Fator de capacidade
FV	Fotovoltaico
FVF	Fotovoltaico flutuante
HDPE	<i>High-density Polyethylene</i> (Polietileno de Alta Densidade)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PR	<i>Performance Ratio</i> (Taxa de Desempenho)
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SR	Sensoriamento Remoto
UE	União Européia
UHE	Usina Hidrelétrica
UFC	Universidade Federal do Ceará
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

US\$	Dólar
%	Porcentagem
®	Marca Registrada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contextualização e motivação	14
1.2	Objetivos	15
1.3	Estrutura do Trabalho	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Componentes e características	17
2.1.1	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	17
2.1.1.1	<i>Influência da irradiância</i>	19
2.1.1.2	<i>Influência da temperatura</i>	20
2.1.2	<i>Plataformas flutuantes</i>	21
2.1.2.1	<i>Classificação de plataformas flutuantes</i>	22
2.1.2.1.1	Tipo pontão.....	23
2.1.2.1.2	Superficial.....	25
2.1.3	<i>Sistema de ancoragem e amarração</i>	27
2.1.3.1	<i>Tipos de ancoragem</i>	28
2.1.4	<i>Cabos elétricos</i>	30
2.1.5	<i>Inversores</i>	31
2.2	Vantagens e desvantagens	33
2.3	Estado da arte	34
2.3.1	<i>Panorama Internacional</i>	36
2.3.2	<i>Contexto Brasileiro</i>	38
2.4	Considerações finais	43
3	METODOLOGIA	45
3.1	Etapas da metodologia	45
3.2	Dados históricos	46
3.3	Construção da curva de permanência	53
3.4	Determinação dos níveis de confiabilidade	55
3.5	Potência instalada da planta FVF	55
3.6	Considerações finais	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	57
5	CONCLUSÃO	61
	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	62

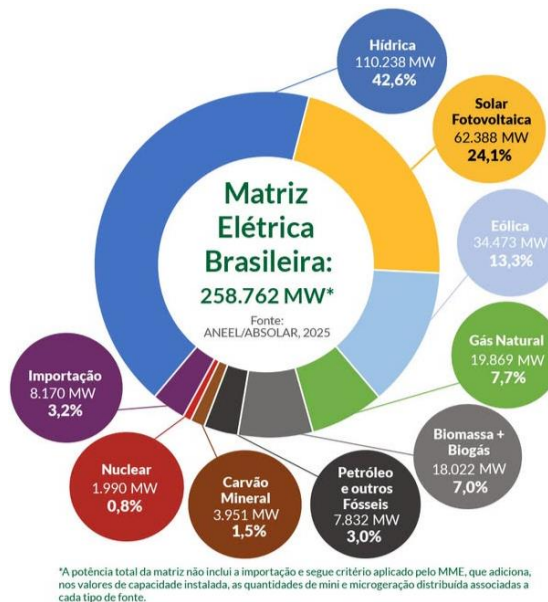
REFERÊNCIAS	63
--------------------------	-----------

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e motivação

Diante de um cenário em que há um considerável crescimento de fontes complementares de energia elétrica e uma maior busca pela diversificação da matriz elétrica brasileira, a geração fotovoltaica (FV) ganha cada vez mais importância, tendo atingido até novembro de 2025 mais de 62,3 GW de potência instalada no país (ABSOLAR, 2025). Historicamente, a energia elétrica produzida no Brasil provém predominantemente de fontes hídricas, o que pode ser constatado em EPE (2025), onde são encontrados dados de capacidade instalada por fonte desde o ano de 2001. Em ABSOLAR (2025), é possível observar, em novembro de 2025, que a fonte hídrica representa 42,6% da geração nacional, enquanto a fonte solar FV representa 24,1% da geração, bem mais do que a fonte eólica, terceira maior fonte com 13,3% de representação. A Figura 1 ilustra a participação de diversas fontes na matriz elétrica brasileira no referido período.

Figura 1 – Participação das fontes na matriz elétrica brasileira



Fonte: ABSOLAR (2025).

Por estar presente cada vez mais no mercado, novas tecnologias e soluções vêm surgindo com finalidade de aumentar o rendimento dessa modalidade de geração. Desse modo, a instalação de módulos FV sobre superfícies aquáticas chega oferecendo algumas vantagens,

como arrefecimento dos módulos e aumentando o rendimento da geração em cerca de 10% (Sacramento *et al.*, 2015). Além disso, seria dispensada a necessidade de uma área disponível em terra, que competiria com diversas outras finalidades de uso como agricultura. Outro ponto a ser destacado sobre os sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF) é a redução da evaporação no reservatório sobre o qual o sistema está instalado (Reges *et al.*, 2022). Portanto, a instalação de plantas FVF se apresenta atrativa em açudes do semiárido, visto que nessas regiões há grande disponibilidade de irradiação solar durante boa parte do ano, além das informações sobre os açudes serem de fácil acesso ao público.

O presente estudo visa aplicar uma metodologia de dimensionamento de uma planta FVF no açude Castanhão, que foi escolhido por ser o maior reservatório de água multi-uso da América Latina (Raulino, Silveira e Lima Neto, 2021), sendo muito importante para o abastecimento hídrico no Estado do Ceará e apresentando área de grande potencial para instalação de uma usina FVF. Nesse sentido, os resultados serão apresentados de forma quantitativa e qualitativa, a partir da obtenção de informações de fontes secundárias, incluindo livros, produções acadêmicas, artigos e dados obtidos no Portal Hidrológico do Ceará.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral a aplicação de uma metodologia de dimensionamento de uma planta FVF no Açude Castanhão com base em seus dados hidrológicos.

Como objetivos específicos, tem-se:

- a) Comparar as principais características entre instalações FVF e sistemas FV instalados em solo;
- b) Obter a Curva de Permanência (CP) do Açude Castanhão;
- c) Utilizar metodologia de dimensionamento para sistemas FVF;
- d) Calcular a produção de energia elétrica para a potência dimensionada.

1.3 Estrutura do Trabalho

A estruturação do trabalho será feita em 5 (cinco) capítulos, sendo esta introdução o primeiro deles. No capítulo 2 será apresentada uma fundamentação teórica sobre sistemas FVF, abordando principais componentes e estado da arte. O capítulo 3 apresenta a metodologia, mostrando as variáveis envolvidas e como utilizá-las para a obtenção da potência do sistema e

da energia elétrica produzida. No capítulo 4, serão expostos e discutidos os resultados obtidos. Por fim, o capítulo 5 contém a conclusão do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os componentes típicos de uma planta FVF, caracterizando cada um deles. Alguns são comuns a plantas convencionais instaladas em solo, como módulos FV, cabos elétricos e inversores. Outros são exclusivos para as configurações de sistemas flutuantes, como é o caso das estruturas flutuantes, de ancoragem e de amarração. Em seguida, são expostas vantagens e desvantagens dos FVF em relação aos sistemas convencionais. Ao final do capítulo, será apresentado o estado da arte, em nível nacional e internacional, mostrando a evolução da tecnologia na busca por superar desafios técnicos e econômicos na implementação de plantas FVF em diferentes contextos.

2.1 Componentes e características

Usinas FVF são uma solução para aproveitar superfícies aquáticas que não seriam utilizadas originalmente para geração FV, deixando disponíveis áreas em terra firme, que podem ser utilizadas para diversos fins. Os componentes elétricos empregados são bem similares, porém requerem adequações para operar no ambiente aquáticos. As mudanças substanciais são observadas no tocante ao local de instalação, pois haverá a necessidade de estruturas que promovem a flutuação, bem como estruturas de ancoragem para manter o sistema fixo. São componentes típicos de uma planta FVF:

- a) Módulos fotovoltaicos;
- b) Plataformas flutuantes;
- c) Sistema de ancoragem e amarração;
- d) Cabos elétricos;
- e) Inversores.

A seguir, são abordadas as principais características de cada um desses componentes.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

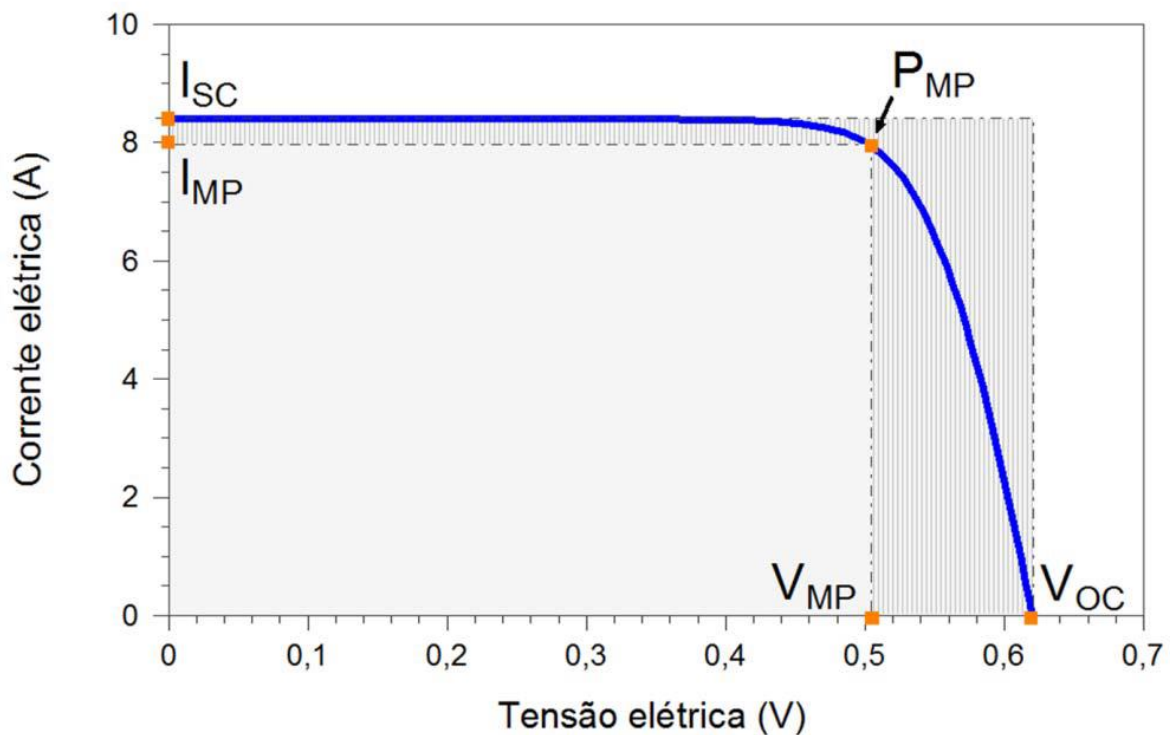
Sistemas FVF utilizam os mesmos módulos FV das instalações convencionais em terra firme (Reges *et al.*, 2022), porém devido às características do local de instalação, precisam suportar alta umidade, movimentos constantes e maior exposição a corrosão (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019). São constituídos de células FV, as quais são fabricadas a partir

de materiais semicondutores. O principal material empregado é o silício, especialmente se apresentando como silício monocristalino e policristalino que, juntos, compreendem boa parte do mercado (Ogbomo *et al.*, 2017). Há, contudo, outros materiais a partir dos quais se fabricam módulos de filmes finos. São eles, por exemplo, silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (Pinho e Galdino, 2014). Esses materiais têm maior custo e, portanto, menor participação no mercado se comparados aos módulos de silício cristalino, porém sua flexibilidade pode ser benéfica para suportar movimentação em instalações FVF (Claus e Lopez, 2022).

Os módulos são caracterizados pela curva $I \times V$, mostrada na Figura 2, por meio da qual é possível analisar o comportamento da corrente elétrica de uma célula FV conforme a variação da tensão. Vale destacar parâmetros elétricos importantes nas curvas. São eles:

- a) I_{SC} - corrente de curto-circuito;
- b) V_{OC} - tensão de circuito aberto;
- c) I_{MP} - corrente no ponto de máxima potência;
- d) V_{MP} - tensão no ponto de máxima potência;
- e) P_{MP} - máxima potência.

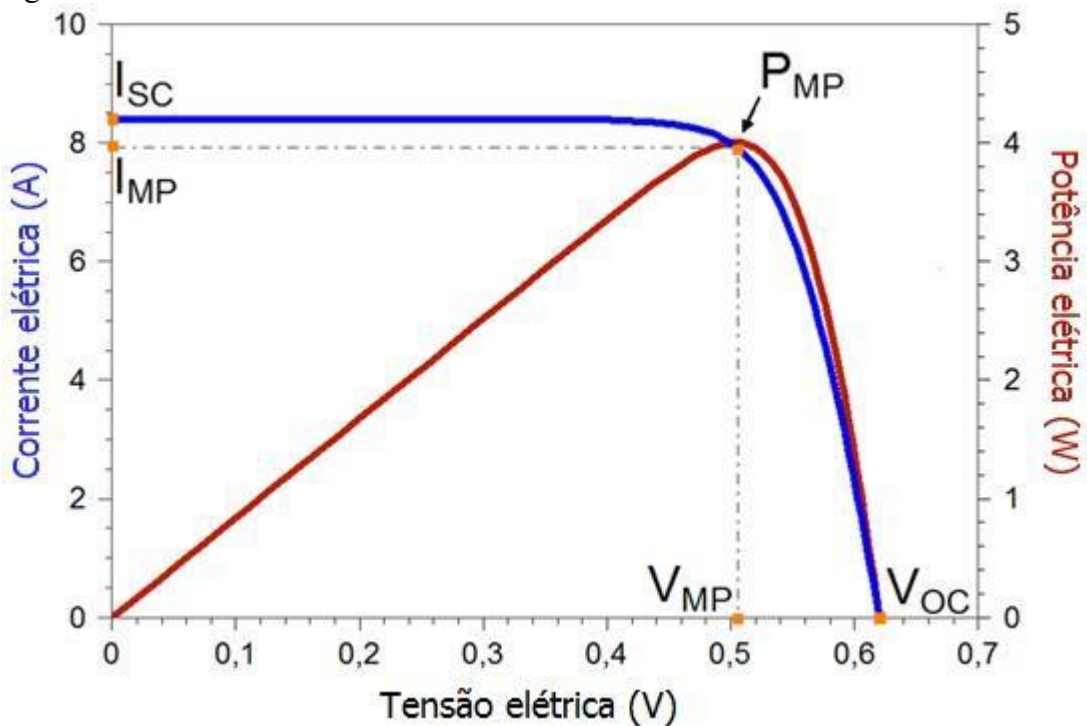
Figura 2 – Curva $I \times V$ típica de uma célula FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O valor máximo da corrente se dá no ponto de tensão nula (curto-circuito). À medida que o valor da tensão aumenta, a corrente vai diminuindo levemente, até chegar em um ponto em que o produto entre tensão e corrente seja máximo, apresentando, portanto, a máxima potência. A partir desse ponto, a corrente começa a decair mais bruscamente com o aumento da tensão. A curva da potência em função da tensão é mostrada, em sobreposição à curva $I \times V$, na Figura 3.

Figura 3 – Curvas $I \times V$ e $P \times V$ de uma célula FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os fabricantes fornecem garantia de desempenho baseada em uma degradação típica de até 0,5% por ano até 25 anos. Ao final desse período, portanto, os módulos teriam um desempenho de pelo menos 80% da sua potência (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019).

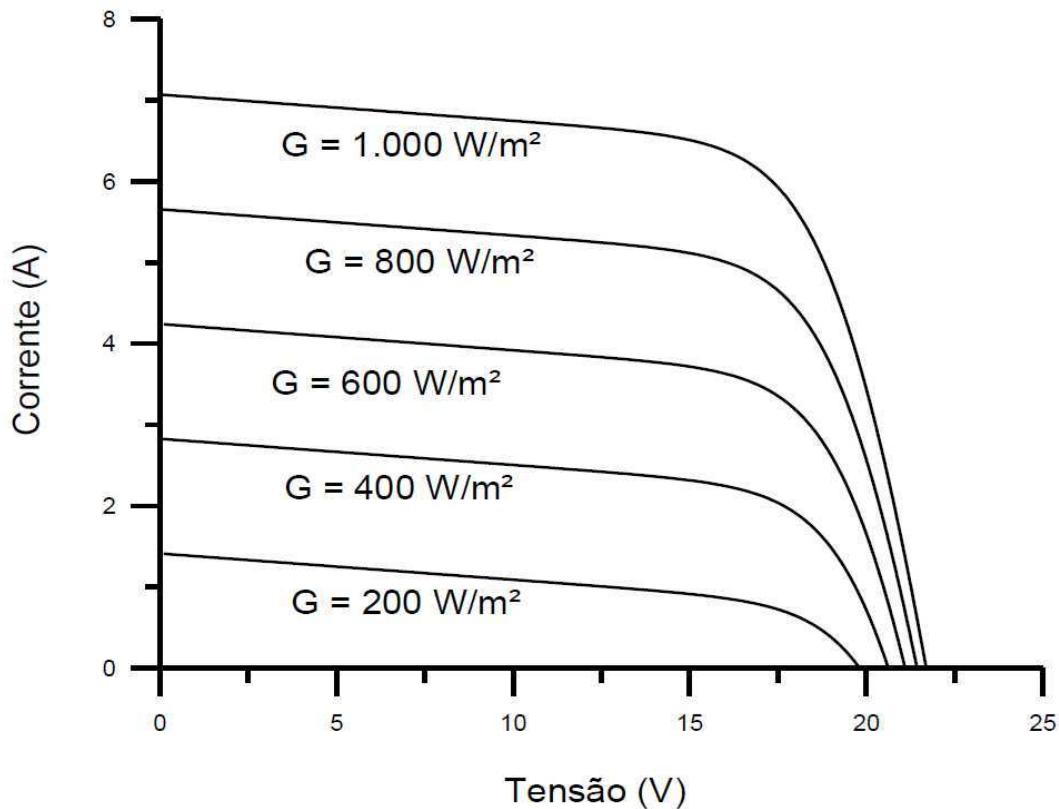
A seguir, serão discutidos dois fatores muito relevantes no desempenho dos módulos FV: irradiância e temperatura de operação.

2.1.1.1 Influência da irradiância

A irradiância solar pode ser definida como a potência radiante advinda do sol por unidade de superfície sobre um dado plano. Normalmente é expressa em W/m^2 . É a partir da

irradiância solar que uma célula FV é capaz de gerar energia elétrica. Portanto, quanto maior a irradiância disponível, maior a capacidade de produção de energia elétrica. A Figura 4 ilustra a curva I-V de um módulo para diferentes valores de irradiância, mantida a temperatura. É possível observar que, tanto a corrente quanto a tensão são maiores nas curvas de maior irradiância.

Figura 4 – Variação da curva IxV de um módulo FV de acordo com a irradiância

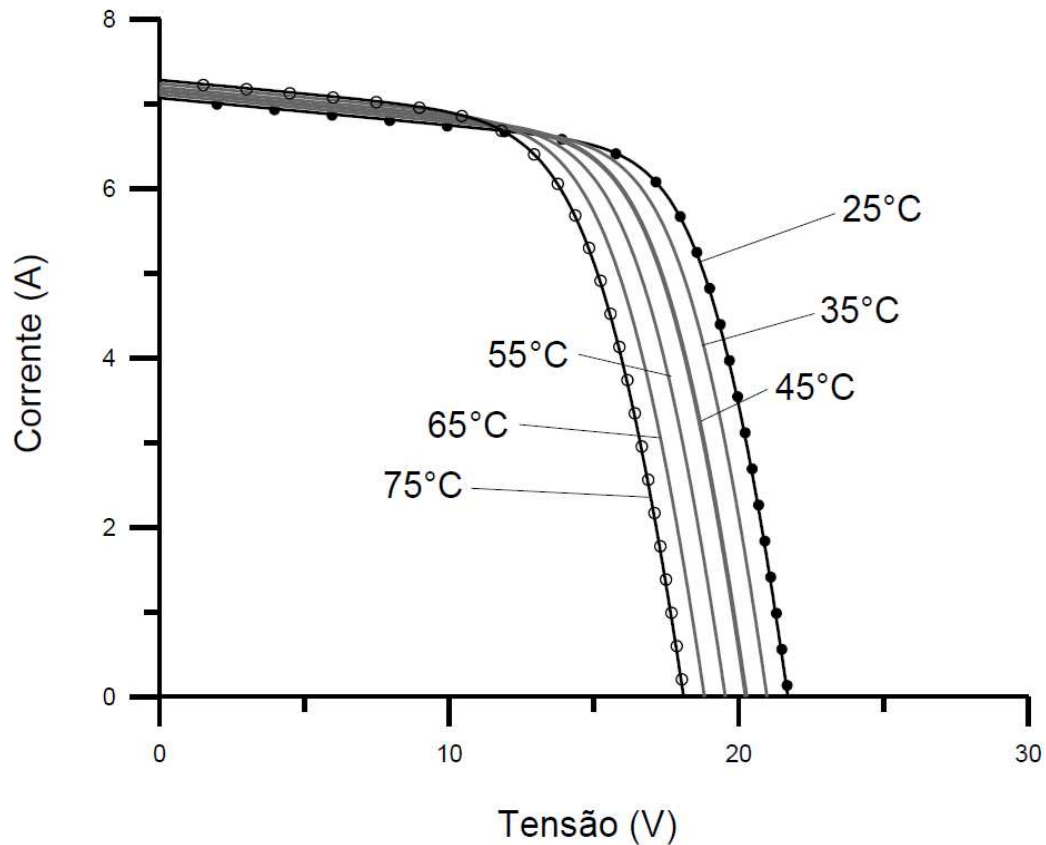


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.1.1.2 Influência da temperatura

Uma inconveniência da geração FV se dá pelo fato de que locais de grande incidência anual de irradiação solar geralmente apresentam grandes temperaturas. A Figura 5 ilustra o comportamento da curva I-V de um módulo em seis temperaturas diferentes. A análise do gráfico permite observar que o aumento da temperatura de operação, para um mesmo nível de irradiância, ocasiona um deslocamento do ponto de máxima potência, no sentido da diminuição do valor de potência máxima (P_{MP}). Conclui-se, portanto, que um módulo FV tem sua produção favorecida ao trabalhar em temperaturas menores.

Figura 5 – Variação da curva IxV de um módulo FV de acordo com a temperatura



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

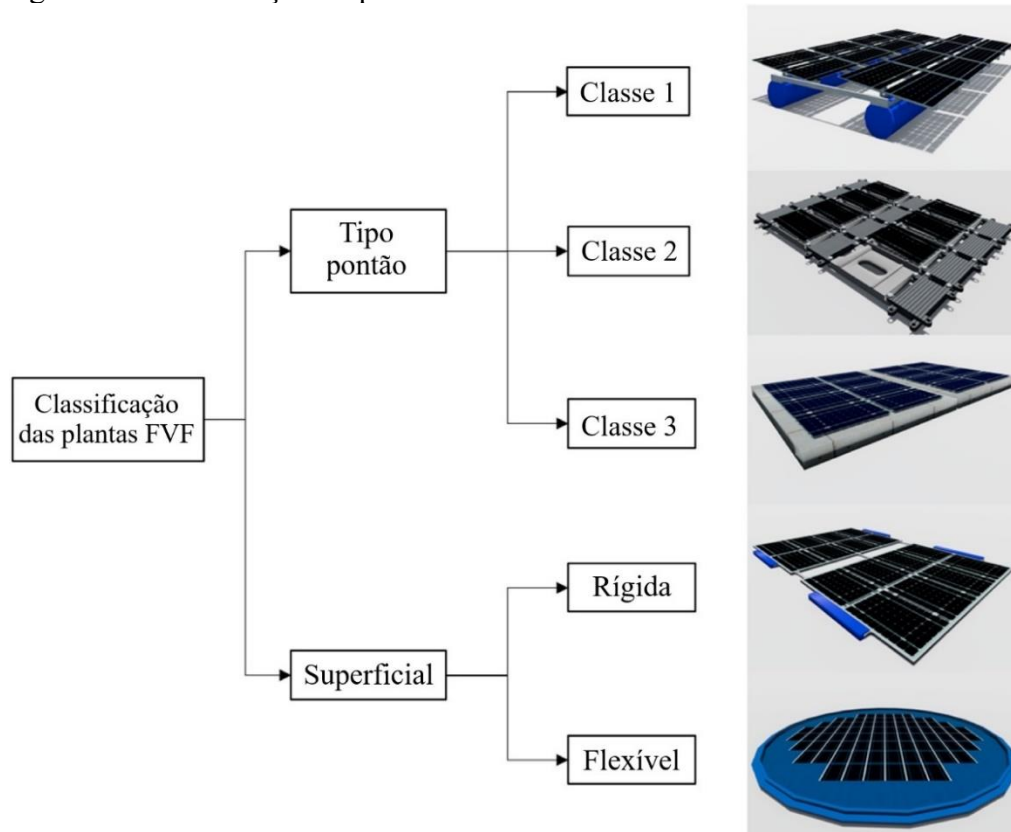
2.1.2 Plataformas flutuantes

As plataformas flutuantes são estruturas que oferecem estabilidade e flutuabilidade para a instalação dos módulos FV, incluindo passarelas para manutenção e suporte para cabos elétricos e, em alguns casos, para inversores também (EPE, 2020). Geralmente são feitas de materiais plásticos resistentes à radiação ultravioleta e com alta resistência mecânica, como o polietileno de alta densidade (*High Density Polyethylene* – HDPE), devendo suportar o peso dos módulos e de transmitir as forças produzidas pelo vento para o sistema de ancoragem no perímetro (Lopes *et al.*, 2022). Em aplicações marítimas, espera-se que os flutuadores suportem cargas maiores e o efeito da corrosão da água salgada e da bioincrustação. A maioria dos projetos de FVF inclui uma estrutura metálica para dar suporte aos módulos FV e transmitir tensões entre os componentes. No entanto, alguns projetos não possuem esse elemento e acomodam um único módulo FV por flutuador. Em aplicações marítimas, a estrutura de suporte também pode desempenhar o papel de manter os painéis a uma altura segura em relação ao nível do mar.

2.1.2.1 Classificação de plataformas flutuantes

Um grande e crescente número de projetos de FVF já foi implementado em plantas de água doce, enquanto novos projetos para ambientes marinhos estão surgindo. A Figura 6 apresenta uma classificação de tipologias FVF com base em sua disposição estrutural, proposta por Claus e Lopez (2020). Uma primeira divisão é feita quanto à posição dos módulos FV em relação à superfície da água. Os sistemas FVF podem ser do tipo pontão, nos quais é disposta uma plataforma flutuante intermediária, ou superficiais, nos quais os módulos FV são instalados diretamente sobre a superfície da água. A instalação dos módulos diretamente sobre a superfície da água leva a um maior efeito de resfriamento que deve gerar maior eficiência. No entanto, esta abordagem pode expor os módulos às forças das ondas.

Figura 6 – Classificação de plataformas flutuantes



Fonte: Adaptado de Claus e Lopez (2020).

2.1.2.1.1 Tipo pontão

Esse tipo de flutuador baseia-se na concepção de um pontão (embarcação) projetado para dar suporte de forma estável aos módulos FV instalados. Podem ser subdivididos em Classe 1, Classe 2 e Classe 3.

a) Classe 1

Os primeiros projetos de estruturas FVF pertencem a essa classe, consistindo em um arranjo com cilindros paralelos de HDPE, responsáveis pela flutuação, e peças metálicas para suporte dos módulos. Essas estruturas têm uma baixa superfície de contato com a água, apresentando robustez e versatilidade, porém com custo mais elevado em relação às demais alternativas. Na Figura 7, é mostrado um sistema classe 1 instalado em Suvereto, na Itália, com aproximadamente 200 kWp em 2011.

Figura 7 – Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 1



Fonte: Cazzaniga (2020).

Esta tipologia tem as suas limitações no ambiente marinho, necessitando de adaptações. As ondas recebidas podem resultar em flexões excessivas nos componentes alinhados com a frente de onda, um problema que poderia ser resolvido usando membros estruturais articulados.

b) Classe 2

Projetos da Classe 2 foram propostos pela primeira vez pela fabricante Ciel & Terre em 2011 sob o nome comercial Hydrelío®. Cada flutuador é dedicado a um único módulo FV, podendo também acomodar componentes elétricos, atuar como uma barreira física no perímetro e ainda fornecer espaço para circulação, destinado para inspeção e manutenção. As unidades flutuantes estão conectadas umas às outras através de pinos, não necessitando de nenhuma estrutura de suporte adicional.

Essa solução é mais barata que as plantas classe 1, mas não é tão versátil, limitando, por exemplo, o uso de sistemas de rastreamento. A superfície de contato entre a planta e a água é muito maior, o que pode levar a uma degradação mais rápida dos materiais expostos e a um maior impacto ambiental. No entanto, outras empresas propuseram projetos semelhantes devido ao seu custo-benefício. As estruturas de classe 2 são o tipo mais comum em aplicações de água doce, podendo suportar ondas de até 1 m. Atualmente, adaptações desta tecnologia estão em desenvolvimento para superar limitações em aplicações *offshore*. A usina de Sobradinho, Bahia, utiliza esse tipo de flutuador, como mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 2



Fonte: Vilela *et al.* (2019).

c) Classe 3

Nas plantas classe 3, os flutuadores são montados para criar uma grande plataforma (ou ilha) onde os módulos FV e componentes elétricos são instalados de forma independente, como mostra a Figura 9. Esta estrutura rígida é geralmente transitável. Esta abordagem resulta em uma estrutura estável e segura com manutenção mais fácil, mas com custo mais elevado. Este tipo de plataforma flutuante era utilizado em outras aplicações antes da sua implementação para plantas FVF. Podem ser feitas de vários materiais, sendo o HDPE o mais comumente utilizado. Assim como as demais classes, as plantas de classe 3 podem ser aplicadas em ambientes marinhos caso sejam feitas adaptações estruturais.

Figura 9 – Exemplo de plataforma tipo pontão, classe 3



Fonte: Cazzaniga (2020).

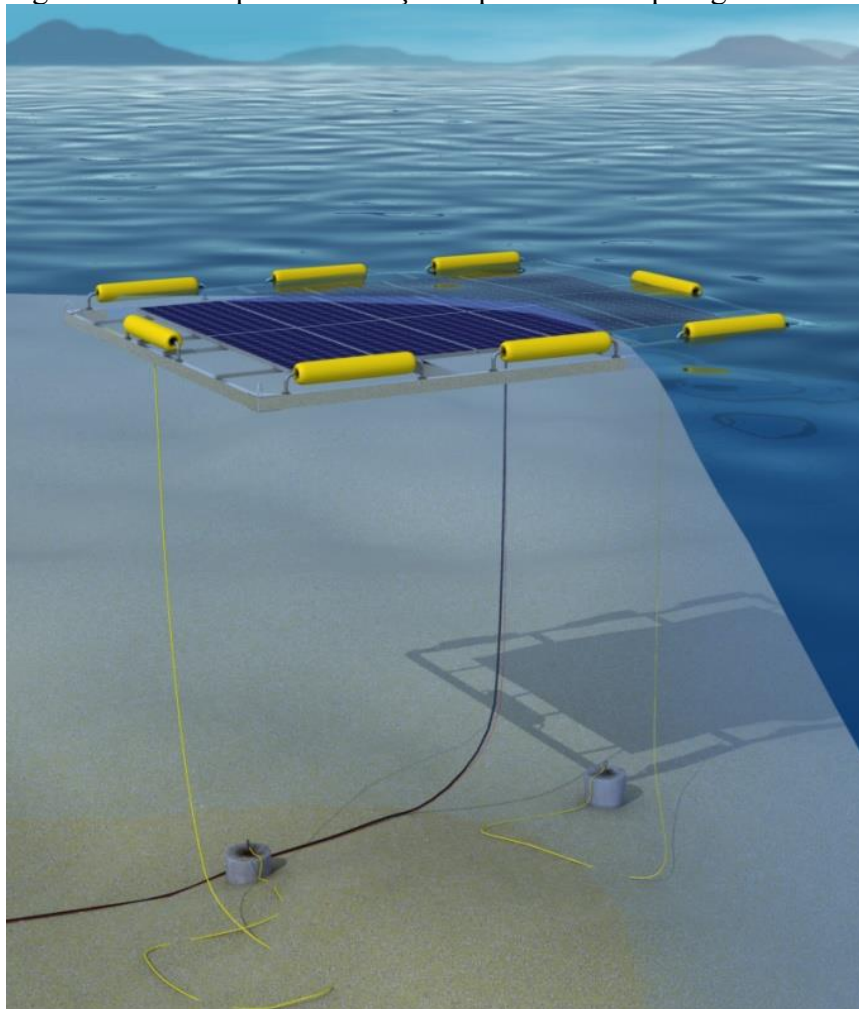
2.1.2.1.2 Superficial

Algumas usinas são projetadas para ter os módulos FV apoiados na superfície da água ou até parcialmente submersos. Embora mitigue o efeito da força dos ventos sobre as estruturas e reduza a temperatura de operação, essa configuração expõe diretamente os módulos à força das ondas. Quanto maior a profundidade, menores serão as velocidades induzidas pelas ondas, porém menor será também a radiação incidente sobre os módulos. Uma condição ótima para equilibrar essas vantagens e desvantagens seria submeter os módulos a uma pequena profundidade de cerca de 4 cm. Outros benefícios desta configuração são a sua natureza autolimpante, uma temperatura estável e um impacto visual reduzido, o que abre novas possibilidades em relação à localização. Duas estratégias principais foram propostas para que os módulos resistissem a estas condições ambientais: a abordagem rígida e a abordagem flexível.

a) Rígida

Uma planta FVF superficial rígida se baseia na utilização de módulos FV rígidos, operando sob uma fina camada de água, com estruturas de flutuação em seu entorno, como visto na Figura 10. Podem flutuar ou submergir, bombeando água para fora ou para dentro de suas boias. Essa estrutura não é recomendada para ambientes marinhos pois, quando submersa, sua profundidade terá pouco impacto na diminuição dos efeitos das ondas.

Figura 10 – Exemplo de flutuação superficial do tipo rígida



Fonte: Trapani (2014).

b) Flexível

A estratégia flexível tem duas abordagens, podendo utilizar módulos flexíveis de filmes finos ou módulos cristalinos apoiados em espuma flexível. A flutuabilidade é obtida com

uma lâmina de neoprene distribuída uniformemente, além de flutuadores perimetrais regulares. Os principais benefícios das células FV de película fina são flexibilidade e menor uso de material, além de um comportamento mecânico mais robusto contra as ondas e contra possíveis colisões com outros corpos flutuantes. Embora essas estruturas não permitam a inclinação dos módulos, são mais adequadas a ambientes marinhos e seu sistema de ancoragem é menos complexo. A Figura 11 mostra um projeto piloto no Mar do Norte, Países Baixos, com potência inicial de 20 kW e planos de expansão para uma usina de 5 MW.

Figura 11 – Exemplo de flutuação superficial do tipo flexível



Fonte: PV Magazine (2022).

2.1.3 Sistema de ancoragem e amarração

Os FVF estão sujeitos a deslocamentos e expostos às condições do ambiente em que estão instalados. Assim, faz-se necessário o uso de um sistema de ancoragem e amarração, com o propósito de limitar tais deslocamentos a níveis aceitáveis, suportando tanto a mudança do nível da água do reservatório quanto as forças geradas pela ação dos ventos e correnteza (Rodrigues *et al.*, 2020). Além do mais, esse sistema permite manter os painéis na mesma posição, impedindo que a planta ou parte dela fique à deriva e ofereça risco a si própria ou a demais corpos flutuantes (Claus e Lopez, 2022). Tendo também o papel de manter fixo o ângulo da planta flutuante, a fim de não afetar a geração prevista no projeto (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016), o sistema de ancoragem e amarração é, portanto, uma parte crítica de uma instalação FVF.

As âncoras são responsáveis por transferir para o solo os esforços que agem sobre a plataforma. O trecho entre a plataforma e o solo é ligado através das linhas de amarração, que podem ser compostas por correntes ou cabos de aço. É importante que seja prevista uma folga no seu comprimento, para mitigar tensões mecânicas e efeitos causados por variações do nível da água, porém não o bastante para permitir um movimento excessivo das plataformas.

A ancoragem pode ser feita de diferentes formas dependendo das condições e requisitos do local de instalação. Alguns fatores físicos devem ser levados em consideração antes da escolha da ancoragem adequada, sendo eles topografia, batimetria, composição do solo, características químicas da água e variação do seu nível, direção e intensidade dos ventos e da correnteza, além de condições específicas do local (EPE, 2020). O item 2.1.3.1 caracteriza três tipos diferentes de ancoragem.

2.1.3.1 Tipos de ancoragem

Existem três formas diferentes por meio das quais a ancoragem pode ser feita, de acordo com World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019). São elas a ancoragem nas margens, ancoragem inferior (ou de fundo) e ancoragem por pilares ou estacas.

A seguir, serão descritos cada tipo de ancoragem, levando em consideração seus custos e aplicações. É importante ressaltar que, independente do método utilizado, a ancoragem é projetada para cumprir seu papel por 25 anos ou mais, período de garantia oferecido pelos fabricantes de módulos FV.

a) Ancoragem nas margens

A ancoragem nas margens é adequada para lagoas pequenas e rasas, onde a planta FVF está próxima à costa, podendo ser considerada como alternativa quando não for possível lançar mão dos outros dois tipos. É a opção mais rentável e sempre deve ser levada em conta (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019). A viabilidade de sua implementação é limitada, porém tem como vantagem o fácil acesso aos pontos de ancoragem, tanto para sua instalação quanto para manutenção periódica. A Figura 12 ilustra sua implementação.

Figura 12 – Ancoragem nas margens

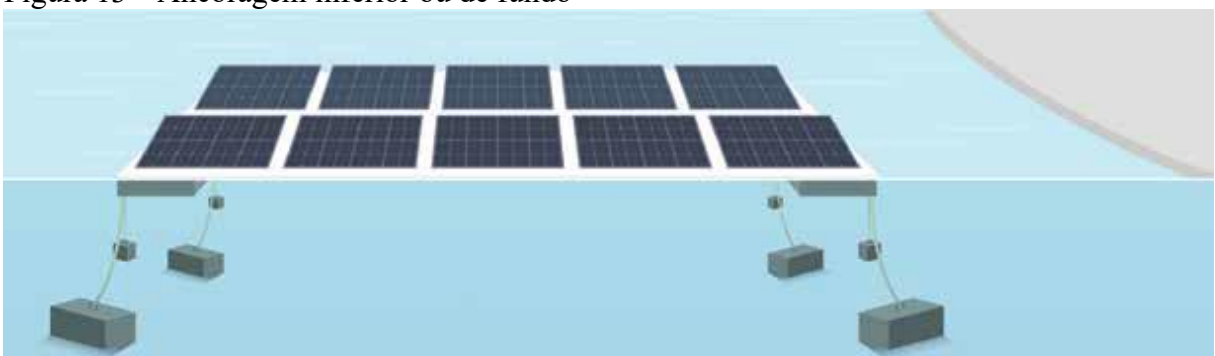


Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

b) Ancoragem inferior ou de fundo

A ancoragem inferior é empregada na maioria das instalações flutuantes existentes, pois, embora seu custo seja mais elevado quando comparada à ancoragem feita nas margens, sua aplicação se apresenta bastante versátil. Pode ser realizada por meio de dois métodos. O primeiro utiliza âncoras auto-assentadas, que consistem no emprego de pesos mortos, geralmente grandes blocos de concreto (Figura 13). É o método mais economicamente viável de ancoragem de fundo e atende de forma eficaz a muitos casos. O segundo é o método de âncoras instaladas. Tratam-se de âncoras helicoidais que podem ser parafusadas no substrato. Seu custo é maior, pois pode requerer embarcações e mergulhadores especializados, porém é adequado para condições mais complexas, onde uma fixação mais forte ao fundo é necessária.

Figura 13 – Ancoragem inferior ou de fundo



Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

c) Ancoragem por pilares ou estacas

Outra alternativa é implementar a ancoragem utilizando pilares cravados no fundo do reservatório, como ilustra a Figura 14. Tal opção é a mais cara de todas, pois envolve mão-de-

obra e equipamentos especializados, não tendo sua aplicação viável em reservatórios com grande profundidade. Porém, pode oferecer algumas vantagens. No caso de uma grande variação sazonal de nível da água, este tipo de ancoragem permite com que a plataforma flutuante deslize verticalmente, mantendo-se amarrada às estacas. Em casos de instalações que possuam características especiais, como rastreamento, essa alternativa se apresenta conveniente, com um poste central em torno do qual a plataforma pode girar.

Figura 14 – Ancoragem por pilares ou estacas



Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

2.1.4 Cabos elétricos

Os cabos elétricos cumprem o papel de levar a eletricidade produzida nos módulos até a rede elétrica. Cabos de corrente contínua são utilizados para conectar os módulos FV a inversores *string* ou centrais inversoras. A partir de então, cabos de corrente alternada conduzem a energia até a rede elétrica. Cabos usados em sistemas FV, no geral, devem suportar as mais adversas condições climáticas, uma vez que estarão mais expostos a intempéries, como calor, radiação, chuva, etc. (Pinho e Galdino, 2014). No caso dos sistemas FVF, os cuidados com os cabos, incluindo sua alocação, são mais críticos, pois a proximidade com a água impõe requisitos mais rigorosos no que diz respeito à segurança elétrica (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019). Os cabos podem flutuar sobre a superfície da água ou podem se encontrar submersos, embora nesse caso seu custo aumente consideravelmente (Claus e Lopez, 2022). As caixas de junção de corrente contínua, que interconectam as *strings* e o inversor, devem ser alocadas em flutuadores e possuir proteção IP67 (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016). Os inversores podem ser instalados em terra firme ou sobre flutuadores. As interconexões entre os módulos, das *strings* com as caixas de junção de corrente contínua e das caixas de junção com os inversores são feitas em solo, antes do lançamento do sistema sobre a superfície aquática. É

necessário que o comprimento dos cabos seja maior, permitindo uma folga (Agrawal *et al.*, 2022) Esse requisito previne tensões mecânicas causadas pelo movimento do conjunto flutuante e por variações no nível da água. A Figura 15 mostra o percurso dos cabos saindo do sistema flutuante até o solo.

Figura 15 – Percurso dos cabos elétricos até o solo



Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

2.1.5 Inversores

Um inversor é um dispositivo eletrônico capaz de receber energia elétrica em corrente contínua, proveniente dos módulos FV, convertendo-a em energia elétrica em corrente alternada, com amplitude e frequência determinadas (Pinho e Galdino, 2014). Para sistemas FVF, são utilizados inversores convencionais, podendo ser instalados no solo em pequenos projetos próximos às margens do reservatório. Para projetos maiores, é comum que os inversores sejam fixados à estrutura flutuante (Figura 16), evitando longos trechos de cabos de corrente contínua e reduzindo perdas de potência através da transmissão (Clemons, 2020).

Figura 16 – Inversores *string* instalados em estruturas flutuantes



Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

Em projetos muito grandes, pode ser vantajosa a utilização de uma central inversora, disposta em uma grande plataforma flutuante dedicada no centro da planta (Figura 17), minimizando o percurso dos cabos e perdas elétricas. Para inversores localizados junto aos sistemas flutuantes, recomenda-se que tenham proteção IP67. Os dispositivos não devem ter aberturas ou ventiladores que permitam a entrada da água. Para o caso de inversores instalados em solo, basta proteção IP65, sendo recomenda instalação sob abrigo e realização de manutenções periódicas com o objetivo de evitar umidade, corrosão ou entrada de água. (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019).

Figura 17 – Centrais inversoras flutuantes



Fonte: World Bank Group, ESMAP e SERIS (2019).

Diferentemente dos inversores em solo, onde o acesso para equipes de manutenção é mais fácil, é necessário garantir que os inversores ou centrais inversoras flutuantes possuam uma área disponível para manutenção em seu entorno. Medidas de segurança devem ser adotadas na sua instalação para que não ocorra perda de flutuabilidade e tombamento dos equipamentos. Deve-se verificar periodicamente se há sinais de desgastes e afrouxamento dos parafusos e junções de suas estruturas flutuantes, causadas pelo constante movimento da água.

2.2 Vantagens e desvantagens

Por serem relativamente recentes, os sistemas FVF ainda estão em desenvolvimento, devendo ter suas vantagens e desvantagens levadas em conta antes de decidir por sua implementação.

Os primeiros aspectos positivos a serem citados são contribuição para redução da evaporação da água e da proliferação de algas nos ambientes aquáticos utilizados para a instalação. A utilização desses ambientes se torna vantajosa por conta da disponibilidade de

água para limpeza dos módulos, além de proporcionar uma temperatura de operação mais baixa para os módulos, o que aumenta seu rendimento e favorece a geração.

Outro ponto favorável é a considerável variedade para locais de instalação dos FVF, permitindo a não utilização de terras que podem ser exploradas para atividades de grande importância econômica, como agropecuária e construção civil (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016). Podem ser instalados aproveitando a área inundada de UHEs, havendo uma complementaridade que permite geração conjunta. A instalação de FVF em açudes também é uma alternativa, sendo o efeito de redução da evaporação do reservatório bastante conveniente em um contexto de clima semiárido. Também são exemplos de locais de instalação lagos, inclusive artificiais, canais de irrigação, além de mares e oceanos, sendo esses últimos locais mais críticos por conta dos possíveis impactos causados pelas ondas.

Por outro lado, os sistemas FVF apresentam desvantagens quando comparados a sistemas FV instalados em solo ou sobre telhados e lajes. A primeira delas é o alto investimento inicial, somado ao elevado custo de manutenção (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016). Outro desafio é projetar uma estrutura flutuante que seja resistente por um longo período, suportando as mais adversas condições ambientais, como ventos, correnteza, enchentes, acúmulo de algas e organismos vivos nas estruturas (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016).

Os aspectos negativos da proximidade com a água são a exposição a elevados níveis de umidade e necessidade de cuidados para transporte de energia à terra de maneira segura. A movimentação dos módulos sobre a água pode acabar interferindo na sua orientação e, por consequência, na produção de energia elétrica. Além disso, a maior exposição a vibrações pode gerar microfissuras nos módulos, comprometendo sua durabilidade.

Em relação à geração a partir de combustíveis fósseis, o custo da geração FVF é aproximadamente 10 vezes maior nos primeiros anos (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016).

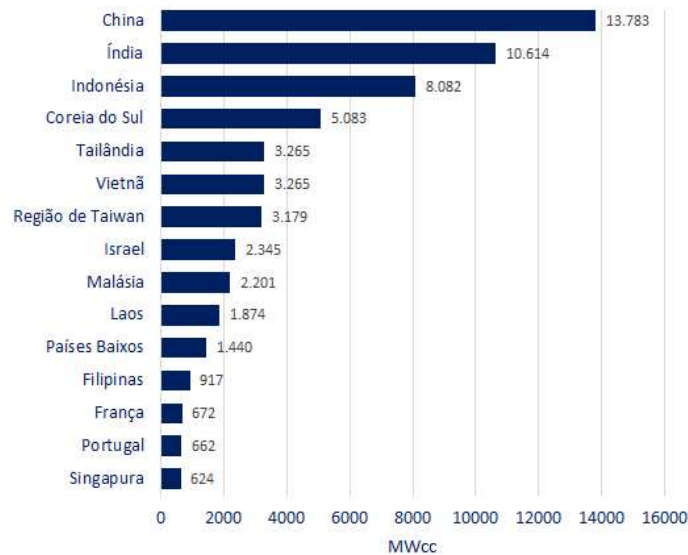
2.3 Estado da arte

O Brasil está acelerando sua adoção de usinas FVF. Esse avanço reflete o interesse crescente em soluções que aproveitam superfícies de lagos e reservatórios para geração de eletricidade, reduzindo a necessidade de grandes áreas terrestres e aumentando a eficiência dos painéis devido à refrigeração natural pela água. Se apenas 1% da área dos reservatórios de usinas hidrelétricas (UHE) do país fosse ocupada por painéis FVF, seria possível adicionar até 38 GW de capacidade instalada ao sistema elétrico nacional. (Canal Solar, 2025). As usinas FVF de Balbina, no estado do Amazonas, e de Sobradinho, na Bahia, foram os primeiros

grandes marcos na experiência brasileira. A primeira iniciou como um protótipo, em 2016, com um projeto de expansão para 5 MW. A segunda foi instalada em 2019 com potência inicial de 1 MW e é planejada uma expansão para até 2,5 MW. Em 2024, no estado de São Paulo, entrou em operação a usina flutuante de Araucária, maior do território nacional. Com potência instalada de 5,0 MW, o projeto prevê a instalação de mais 75 MW até o final de 2025 (PV Magazine, 2024).

No cenário global, o mercado FVF também está em rápido crescimento. De acordo com projeções da Wood Mackenzie (2023), a capacidade global de geração pode ultrapassar a marca de 6,0 GW até 2031. Essa tecnologia oferece vantagens ambientais e econômicas, especialmente em regiões com escassez de terras, permitindo a geração de eletricidade em grandes corpos d'água, como lagos e reservatórios. A região Ásia-Pacífico possui uma enorme participação no mercado, tendo China, Índia e Indonésia como os principais países quando se trata de potência instalada acumulada. A Figura 18 mostra os países com mais de 500 MW de potência instalada em 2023, projetando a evolução dos sistemas FVF até 2031.

Figura 18 – Projeção de crescimento de FVF até o ano de 2031 nos países com mais de 500 MW de potência instalada



Fonte: Adaptado de Wood Mackenzie (2023).

2.3.1 Panorama Internacional

Globalmente, o desenvolvimento de sistemas FVF tem sido amplamente estudado. Avanços recentes nas tecnologias são mostrados em Ramanan *et al.* (2024), mostrando o potencial para o aumento do número de plantas pelo mundo, devido ao seu maior rendimento energético em comparação com sistemas FV convencionais, avaliando benefícios e identificando desafios, incluindo segurança, interações elétricas com a água, padronização e políticas estatais. Como resultados, a pesquisa indica que os FVF podem gerar entre 0,6% a 4,4% mais eletricidade e apresentam melhorias de eficiência variando de 0,1% a 4,45% em relação aos FV em solo.

Kakoulaki *et al.* (2022) analisam os benefícios de instalar sistemas FVF em reservatórios de UHE na Europa, como forma de reduzir a competição por terras e aproveitar áreas aquáticas. Foram avaliados diferentes cenários de cobertura dos reservatórios (1%, 10%, 100%), estimando a potencial produção e redução na evaporação da água. A cobertura de 2,3% das áreas de reservatórios da União Europeia (UE) poderia gerar 42,31 TWh anualmente, além de economizar até 9.380 milhões de m³ por ano. O estudo conclui que a instalação de FVF poderia dobrar a capacidade de geração elétrica em muitos países europeus, utilizando menos de 15% da superfície dos reservatórios, contribuindo para a transição energética da UE e para a sustentabilidade climática. No entanto, há desafios, como a necessidade de mais dados geográficos detalhados e a avaliação dos impactos ecológicos e no microclima local.

Claus e López (2022) abordam o crescimento do mercado de sistemas FVF e os desafios associados à sua implementação em ambientes marinhos. Apesar do aumento significativo da capacidade instalada de FVF em águas doces, a transição para o ambiente marinho tem sido limitada devido a condições ambientais mais severas e à falta de normas específicas para projetos. Os autores realizam uma análise estrutural dos componentes dos sistemas FVF, classificam as tecnologias existentes e discutem sinergias com outros setores, como energia eólica *offshore* e aquicultura. O trabalho conclui que a falta de normas específicas para FVF marinhos representa um obstáculo, mas a adaptação de normas de setores marinhos já consolidados pode fornecer uma base sólida para o desenvolvimento futuro dessa tecnologia.

Um estudo com tecnologias de sensoriamento remoto (SR) e ciência da informação geográfica foi feito por Yılmaz, Gülgen e Ateş (2022) para identificar áreas adequadas para a instalação de FVF em superfícies de barragens. Imagens de satélite foram analisadas para monitorar mudanças na linha costeira e níveis de água ao longo de 20 anos. Usando o algoritmo *Random Forest* e o índice de diferença normalizada da água, a área da superfície aquática foi

calculada em 1.562,4 hectares. Além disso, mapas de irradiação solar anual foram gerados, mostrando que 88,5% da superfície da barragem estudada tem altos níveis de irradiação, o que significa maior potencial de produção de energia. As áreas com menor irradiação, próximas à costa, são afetadas pelo sombreamento topográfico, o que impacta a eficiência do FVF. A análise facilita o processo de decisão para investidores, revelando as zonas de maior potencial para a instalação de FVF. O estudo destaca a importância de usar tecnologias de SR e informação geográfica para determinar as áreas ótimas para instalar sistemas FVF, maximizando a eficiência energética e minimizando o efeito dos custos elevados desses investimentos.

Em Uttar Pradesh, Índia, o potencial de geração FVF foi avaliado por Agrawal *et al.* (2022), destacando também os benefícios na conservação de água. A tecnologia FVF é apresentada como uma solução viável para a escassez de terra, uma vez que utiliza superfícies de água para a instalação de painéis FV, reduzindo a evaporação e melhorando a eficiência da geração. O estudo conclui que a adoção de sistemas FVF é uma alternativa promissora para atender à demanda por energia renovável na região, ao mesmo tempo em que promove a conservação de recursos hídricos e a proteção de terras agrícolas.

Ravichandran, Fayek e Rusu (2021) apresentam um estudo de caso sobre a implementação de um parque FVF em barragens e reservatórios do Egito. O objetivo foi avaliar como a adição de sistemas FVF pode melhorar a eficiência energética e reduzir a evaporação em corpos d'água, contribuindo para aumento da participação de fontes renováveis. Conclui-se que a integração de sistemas FVF com UHE pode não apenas melhorar a eficiência energética, mas também contribuir significativamente para a conservação da água e a redução das emissões de gases de efeito estufa, promovendo um modelo sustentável para o futuro energético do Egito.

Uma outra abordagem sobre FVF em barragens também foi feita na Coréia do Sul, como mostram Suh, Jang e Choi (2020). Foram comparadas a produção estimada e a observada. Utilizando o *software System Advisor Model* (SAM) e dados meteorológicos típicos. Estimativas da produção horária e mensal foram feitas e comparadas com os dados reais de três anos. As estimativas mensais foram menores que as observadas, devido ao efeito de resfriamento natural da água, que aumenta a eficiência dos módulos FVF em relação aos terrestres. No entanto, a maioria dos *softwares* comerciais de FVF, incluindo o SAM, não considera esse efeito, resultando em estimativas com erros de até 15%. Ao ajustar as estimativas em 10% para considerar o efeito de resfriamento, o erro foi reduzido para cerca de 9%. O estudo conclui que a adição de resultados empíricos melhora a confiabilidade das estimativas e sugere o desenvolvimento de um *software* dedicado aos sistemas FVF que leve em conta as condições

ambientais específicas de instalações flutuantes. O artigo destaca que a consideração do efeito de resfriamento não é constante, sendo necessário entender melhor as condições específicas que influenciam a eficiência dos módulos FVF. Também sugere que dados meteorológicos locais mais precisos poderiam melhorar a acurácia das simulações.

Clemons *et al.* (2020) abordam o desempenho de um sistema FVF do ponto de vista do seu ciclo de vida e de uma análise de custo-benefício, comparando seus impactos econômicos e ambientais com outras tecnologias FV. Um sistema FVF de 150 MW apresentou emissões de cerca de 73 kg de gases de efeito estufa e uso de 110 m³ de água por MWh gerado. O custo de geração do FVF foi de 0,24 US\$/kWh, inferior aos sistemas tradicionais. O período de retorno do investimento foi de 7,5 anos. O estudo sugere que cobrir 10% dos reservatórios da Tailândia com FVF geraria 6,52 GWh, contribuindo significativamente para a meta de 30% de energia renovável no país até 2036.

2.3.2 Contexto Brasileiro

No Brasil, país com grandes recursos hídricos e um robusto sistema interligado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, vários estudos estão sendo feitos para analisar o potencial crescimento dos FVF.

Carvalho *et al.* (2025) analisam, a partir de vários trabalhos de diversos países, sistemas FVF instalados e projetados, observando alguns indicadores, como produtividade e densidade de potência. O trabalho considera alguns tipos de reservatórios, incluindo barragens. O valor médio de produtividade encontrado em barragens é de 1.482 kWh/kWp/ano. Dos 4 sistemas já instalados, a maior produtividade é de 1.321 kWh/kWp/ano, na Coréia do Sul. Já no caso da densidade de potência, a média encontrada em barragens é de 0,11 kWp/m² e o valor do único sistema instalado corresponde a 0,10 kWp/m².

Ramos *et al.* (2024) apresentam uma estimativa do potencial teórico dos sistemas FVF em reservatórios de UHE no Brasil. A partir de um levantamento das informações de UHEs de todo o país, foram analisados três casos de ocupações da superfície dos reservatórios, tendo o primeiro e o segundo caso pequenos valores, correspondendo, respectivamente, a 1% e 5% da área na cota mínima de operação. O terceiro caso é equivalente à máxima ocupação possível, representada pelo valor de 80% da cota mínima de operação. O potencial foi obtido com base em simulações no *software* PVsyst, com potência total entre 41,1 GWp e 3.284,2 GWp e geração anual entre 65,9 TWh e 5.269,1 TWh. O potencial teórico obtido da ocupação de 5% da cota mínima foi superior à potência instalada das UHEs no Brasil em 2023. No entanto, não

foram consideradas restrições físicas, socioambientais ou regulatórias, evidenciando a necessidade de estudos complementares para a reavaliar o potencial dessa tecnologia.

Freitas *et al.* (2024a) propõem uma metodologia para dimensionamento de usinas FVF, considerando a capacidade ociosa de subestações em UHEs, proporcionando a complementaridade entre ambas as fontes de geração. Para o dimensionamento, considera-se o pior dia de geração da UHE para maximizar o uso da subestação, além da área inundada do reservatório, obtida através de dados históricos. Como estudo de caso, a metodologia foi aplicada às UHEs de Belo Monte e Itaipu, identificando potenciais de geração FVF de 59,81 GWp e 55,35 GWp, respectivamente. Os resultados indicam que a integração FVF e UHE pode otimizar a geração elétrica e melhorar a sustentabilidade do sistema energético.

O artigo de Guedes *et al.* (2024) avalia o potencial de geração de uma usina FVF na barragem da UHE de Boa Esperança, no Piauí, utilizando uma área útil de 163,88 km², baseada, por segurança, na menor cota diária observada entre os anos de 2012 e 2022. Foram analisados seis cenários, com módulos FV de 480 Wp e 665 Wp, utilizando cobertura de 1%, 5% e 10% da superfície disponível. Os resultados indicam potências instaladas entre 350,42 MWp e 3.641,78 MWp, com gerações anuais variando entre 675,33 GWh a 7.018,43 GWh. Os valores foram comparados com dados da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), demonstrando que, nos melhores casos, a geração anual FVF representa 1,04% da Geração do Brasil no ano de 2022, 175,64% do consumo anual do Piauí e 53,17% do consumo anual do Ceará, além de corresponder a 621,65% da Geração anual média (entre 2012 e 2022) da UHE de Boa Esperança, concluindo que as usinas flutuantes têm um potencial considerável na contribuição energética do país.

O trabalho de Freitas *et al.* (2024b) apresenta uma metodologia para o dimensionamento de FVF em lagos e reservatórios urbanos. Inicialmente, foram levantados dados de diferentes fontes, excluindo informações de baixa confiabilidade. Reservatórios com área de 0,1 km² ou inferior foram desconsiderados neste estudo. Por fim, 14 espelhos d'água na cidade de Fortaleza foram selecionados. A área considerada para a instalação do sistema, em cada espelho d'água, foi de 5% de sua área total. A maior parte dessa área considerada seria ocupada efetivamente pelos módulos FV, cada um com potência de 330 Wp. Foi estimada uma geração anual de 65,4 GWh, o que representa 1,4% do consumo total da cidade em 2021 e 496,7% da demanda das escolas municipais em 2023, destacando o potencial da tecnologia para complementar a matriz energética urbana.

Melo, Freitas e Carvalho (2024) avaliam o potencial de um sistema FVF no açude Santo Anastácio, visando a compensação do consumo energético do campus Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC). A área foi obtida através de dados históricos, considerando 30,2% da superfície do reservatório ocupada por macrófitas e disponibilidade para a instalação do sistema de, no máximo, 50% da área restante, para não impactar o ecossistema aquático, além de levar em conta a necessidade de espaço para manutenção no sistema. Foram analisadas as faturas de energia (grupo A), utilizando um fator de ajuste para o cálculo da compensação do consumo hora ponta. Em três cenários, com 50%, 75% e 100% do consumo, foram obtidas, a partir da área útil, potências instaladas entre 2.833 kWp e 5.666 kWp. A escolha dos inversores foi baseada na demanda contratada. O *software* PVsyst foi utilizado, simulando módulos com e sem bifacialidade, assim como diferentes perdas no sistema. A geração anual máxima, sem perdas, foi de 11.685,9 MWh. As maiores perdas se apresentaram sem bifacialidade, variando entre 18,15% e 19,27%, enquanto corresponderam a cerca de 12,20% da geração ideal nos casos com bifacialidade. O estudo destaca a viabilidade do FVF como alternativa sustentável para a UFC, equilibrando eficiência energética e impacto ambiental.

O desempenho elétrico e térmico de módulos FVF no Brasil é avaliado por Maia *et al.* (2024), com base em um sistema de 1,2 MWp instalado no reservatório da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Santa Marta, em Grão Mogol (MG). A pesquisa desenvolveu um modelo matemático para simular a temperatura do módulo, taxas de transferência de calor e eficiências energética e exergetica. A simulação usou um módulo de silício cristalino e o *software* *Engineering Equation Solver* (EES). Dados de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento foram obtidos por meio do *software* PVsyst e usados como dados de entrada para o modelo. Foi observado que os parâmetros elétricos do módulo sofreram variações significativas durante o dia e durante o ano, como função da variação da irradiação solar, das condições ambientais e das variações resultantes da temperatura da superfície dos módulos. O estudo contribui para a compreensão do comportamento dos módulos flutuantes em climas tropicais, destacando benefícios como redução da temperatura operacional e aumento da eficiência energética.

Lima *et al.* (2023) realizaram um estudo sobre usinas FVF em reservatórios já existentes no semiárido brasileiro, que compreende quase toda a região nordeste e parte do estado de Minas Gerais. Foram analisados os impactos da geração na matriz elétrica de cada estado. A metodologia é baseada na obtenção das curvas de permanência, através dos históricos das relações cota-área-volume dos respectivos reservatórios. Os períodos foram tomados de acordo com a disponibilidade dos dados, entre os anos de 2001 e 2021. A área considerada foi

consequência da adoção de uma confiabilidade de 80%, sem desprezar a necessidade de um espaço reservado para manutenção. Foram utilizados dois cenários, com módulos de 265 Wp e 380 Wp. Os resultados indicam que a geração anual pode suprir uma parcela significativa do consumo dos estados analisados, com destaques para o reservatório Eng. Armando Ribeiro Gonçalves, Rio Grande do Norte, tendo potencial de gerar o correspondente a 227% do consumo de seu estado, e para o Açude Castanhão, com potencial de geração de pelo menos 72% do consumo de seu estado, o Ceará.

Reges *et al.* (2022) propõem uma nova metodologia para o dimensionamento de plantas FVF em reservatórios de regiões semiáridas, utilizando a curva de permanência. As inovações da metodologia incluem a não utilização de *software* comercial, a possibilidade de escolher o nível de confiabilidade, a aplicação em reservatórios de áreas semiáridas ao redor do mundo e o uso de uma análise gráfica do comportamento hidrológico do reservatório. Estudos de caso realizados no semiárido brasileiro e australiano consideram dois cenários: um com maior nível de confiabilidade (90%) e outro com menor nível de confiabilidade (70%). A metodologia destaca-se pela simplicidade de implementação e pela flexibilidade na escolha do nível de confiabilidade, tendo sido tomada como base por diversos outros trabalhos. Ressalta-se a importância da disponibilidade de dados históricos sobre a área inundada do reservatório.

Uma revisão bibliográfica foi realizada por Siqueira, Sousa e Less (2022), abordando os principais obstáculos e desafios para a implementação de sistemas FVF no país, destacando a crescente demanda por alternativas energéticas sustentáveis diante do aumento populacional global previsto para 2040. Sistemas FVF oferecem benefícios como maior eficiência energética, redução da evaporação de água e controle de algas. Contudo, enfrentam desafios econômicos e técnicos, especialmente em comparação com sistemas instalados em solo. O Nordeste brasileiro se apresenta como uma região promissora para esses sistemas devido às condições favoráveis de irradiação solar. O estudo recomenda novas pesquisas que explorem mais detalhadamente a viabilidade técnica e econômica desses sistemas para ampliar seu uso no Brasil.

Neves *et al.* (2022) comparam o desempenho de sistemas FV instalados em solo e em ambiente flutuante, avaliando os índices de mérito como fator de capacidade (FC), produtividade e taxa de desempenho (*Performance Ratio* - PR). O estudo analisou dois sistemas: um instalado em solo na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e outro flutuante na represa Passaúna. Os resultados indicam que o sistema flutuante apresentou médias anuais superiores para o fator de capacidade e a produtividade, mas valores inferiores de taxa de desempenho, devido a perdas associadas à temperatura elevada dos módulos e ao fator de dimensionamento do inversor. Diferentemente do esperado, a temperatura do FVF neste caso

foi superior ao do sistema em solo. A pesquisa sugere que a temperatura de operação não tem o mesmo impacto que fatores como sujidade e condições ambientais no desempenho dos sistemas.

O trabalho de Azevedo, Freitas e Silveira (2021) compara sistemas FV terrestres e flutuantes no Piauí, utilizando o *software* PVSOL para dimensionamento e avaliação de eficiência. Os resultados mostram que o sistema flutuante requer menos módulos, menos área e menos inversores, em comparação com o sistema terrestre, devido à maior eficiência proporcionada pela refrigeração natural dos módulos. Apesar disso, os sistemas em solo se destacam na redução de emissões de CO₂, com uma diferença de 132,215 kg/ano. O sistema FVF apresenta desafios adicionais relacionados à estrutura e à umidade, mas se sobressai em termos de eficiência global. Os autores concluem que a tecnologia FVF tem grande potencial de crescimento no Brasil, contribuindo para a expansão FV e para a redução da poluição através de créditos de carbono.

O artigo produzido por Busson *et al.* (2020) avalia o impacto do uso de aletas de alumínio, fixadas na parte traseira de um módulo FVF em contato com a água, na temperatura de operação e na geração de eletricidade. Os experimentos compararam um módulo convencional instalado em telhado com um módulo flutuante, sendo coletados dados de temperatura, irradiação solar e desempenho elétrico. Os resultados mostraram que, ao meio-dia, o módulo convencional apresentava uma temperatura 3,2°C superior ao flutuante, que permaneceu em uma temperatura inferior durante a maior parte do dia. A utilização das aletas resultou em um aumento de 31,5% na geração de eletricidade diária do módulo flutuante. Os experimentos demonstraram que o resfriamento proporcionado pelas aletas otimiza a transferência de calor do módulo FV para a água, melhorando a eficiência sem o uso de energia extra para circulação. O módulo flutuante apresentou uma temperatura inferior à do módulo convencional em boa parte do tempo, mas operou em temperaturas mais altas em períodos de baixa irradiação. Contudo, o FVF gerou mais eletricidade durante todo o período de irradiação. Os resultados confirmam a eficácia das plantas FVF no aumento da geração de energia elétrica, ressaltando o potencial para a implementação de técnicas que promovam sua difusão.

Rodrigues *et al.* (2020) apresentam uma análise da metodologia utilizada para a implantação do sistema FVF de 1 MW na UHE de Sobradinho. O estudo avalia a complementaridade entre a geração FV e a hidrelétrica, considerando aspectos como capacidade de produção, benefícios econômicos, e impactos socioambientais. A tecnologia FVF aproveita a infraestrutura existente das UHE, como o reservatório e o sistema de transmissão, reduzindo custos de implantação. A comparação entre sistemas flutuantes e terrestres permite avaliar as vantagens dos primeiros em termos de produtividade e temperatura de operação.

Conclui-se que a integração da tecnologia flutuante em reservatórios de UHE pode compensar as limitações da geração hidroelétrica e otimizar a produção, sendo necessário continuar os estudos para avaliar sua viabilidade em escala comercial.

Embora a tecnologia FVF esteja ganhando espaço em países com escassez de terra, no Brasil há uma grande porção continental disponível para FVF, porém limitada pela competitividade com outras atividades. Ruschel *et al.* (2020) abordam a instalação de sistemas FVF como alternativa à utilização de terras para geração, com foco nas vantagens, desafios e viabilidade econômica. A pesquisa aponta que a eficiência FVF pode ser um fator positivo, mas os custos de instalação são um grande obstáculo. Além disso, a comparação entre FVF e sistemas terrestres com rastreamento em um eixo não mostrou ganhos significativos em eficiência para os flutuantes.

Os aspectos positivos e os desafios dos sistemas FVF foram abordados por Novak e Borba (2018). Entre as vantagens, destacam-se a redução da temperatura dos módulos, a menor evaporação dos lagos e a queda na proliferação de algas, além do aproveitamento de áreas ociosas em lâminas d'água. No entanto, o sistema enfrenta desafios como a complexidade da instalação e a degradação acelerada dos módulos devido à umidade. Apesar do potencial de crescimento e dos benefícios, são necessários mais estudos para entender os riscos e prolongar a vida útil dos sistemas, incluindo a necessidade de mais informações sobre a capacidade transmissão de vapor de água dos módulos FV para estudos sobre redução de evaporação.

Por fim, Sacramento *et al.* (2015) analisa sistemas FVF em uma fração de área dos reservatórios Castanhão, Orós e Banabuiú, no semiárido brasileiro. Em comparação com módulos instalados em solo, os módulos flutuantes apresentaram uma eficiência 12,5% maior. Foi utilizado o *software* PVsyst para a obtenção da produção de energia elétrica em dois cenários. A potencial produção nos reservatórios mencionados supriria 7,4% e 18,8% da demanda do Estado do Ceará e da cidade de Fortaleza, respectivamente

2.4 Considerações finais

Os sistemas FVF possuem diversas tecnologias disponíveis para sua adaptação ao local de instalação. A análise de seus componentes técnicos evidencia que seu desempenho não pode ser compreendido apenas a partir das características nominais dos módulos FV, por exemplo, mas também so a ótica da interação entre fatores ambientais, estruturais e elétricos. Em especial, a relação entre temperatura e eficiência assume papel central nesse tipo de aplicação, uma vez que o ambiente aquático tende a promover maior dissipação térmica, contribuindo para ganhos

reais de produtividade quando comparados a sistemas terrestres sob condições semelhantes de irradiância.

De maneira geral, os sistemas FVF emergem como solução multifuncional, capaz de conciliar produção energética, uso eficiente de áreas alagadas e benefícios ambientais indiretos, como a mitigação da evaporação e a redução da proliferação de algas em reservatórios. Contudo, esses ganhos potenciais dependem de uma correta avaliação das limitações técnicas, ambientais e operacionais, sobretudo no que diz respeito à durabilidade dos materiais, aos esforços mecânicos induzidos por vento e ondas e à complexidade da manutenção em ambientes aquáticos.

3 METODOLOGIA

O presente capítulo apresenta a metodologia de dimensionamento de plantas FVF, desenvolvida por Reges *et al.* (2022) a ser aplicada no Açude Castanhão, localizado no leito do rio Jaguaribe no Estado do Ceará. Alguns aspectos técnicos devem ser levados em conta para o dimensionamento de plantas FVF em açudes de regiões semiáridas. São eles: potência e área dos módulos FV, características hidrológicas do reservatório, nível de confiabilidade adotado, área disponível e produtividade no local.

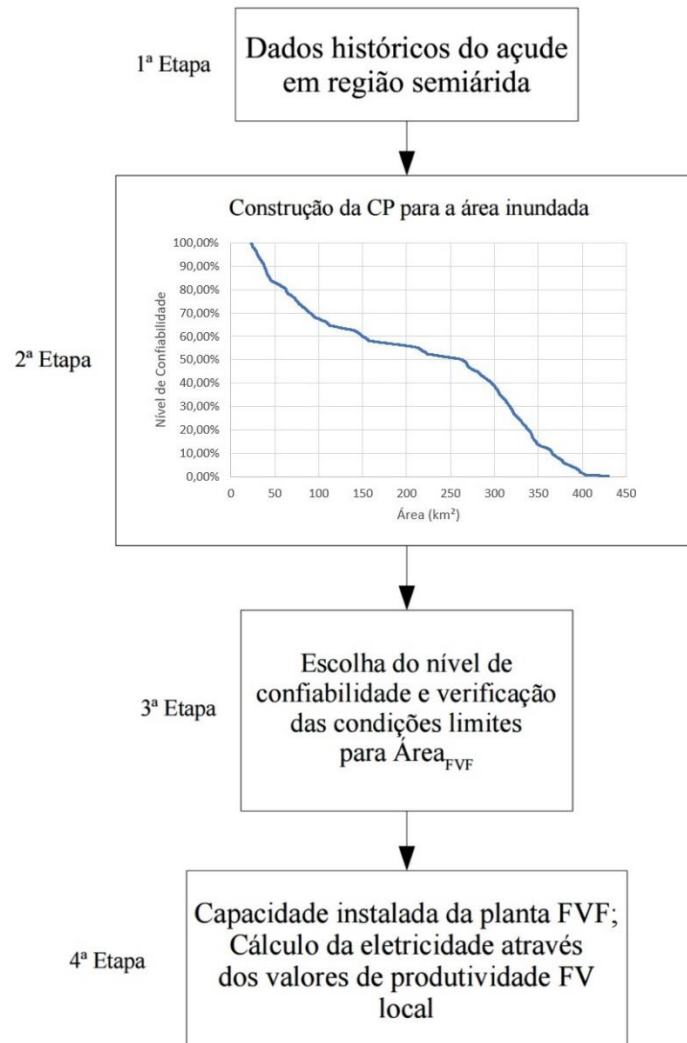
3.1 Etapas da metodologia

A metodologia de dimensionamento de sistemas FVF utilizada é feita em quatro passos: (a) obtenção do histórico de dados hidrológicos do açude; (b) construção da Curva de Permanência (CP) referente à área inundada do açude; (c) escolha dos níveis de confiabilidade e verificação das condições limites para determinação da área da planta FVF; e (d) cálculo da potência instalada da planta FVF e da produção diária de eletricidade usando os valores de produtividade FV local.

Os dados hidrológicos permitem obter o histórico de área inundada, a partir do qual é possível construir a CP. Em seguida, são escolhidos os níveis de confiabilidade para o estudo. Feito isso, são determinadas a área disponível para a instalação dos módulos e, conseqüentemente, a potência do sistema FV. Utilizando dados de produção média diária, pode-se estimar uma produção anual de energia elétrica. É importante evidenciar que a metodologia originalmente também leva em consideração o impacto que a planta tem na redução da evaporação do reservatório, o que não é abordado neste trabalho.

No Portal Hidrológico do Ceará (Ceará, 2022) é possível visualizar informações dos diversos açudes existentes no Estado do Ceará. Os principais dados utilizados no presente estudo são a curva de relação Cota-Área-Volume (CAV) e o histórico, com passos diários, de cota e volume. Um obstáculo encontrado em relação aos dados que constam no Portal Hidrológico é a ausência do histórico de área inundada. Contudo, extraíndo alguns valores de área da curva de CAV, é possível realizar uma regressão polinomial para calcular cada valor diário de área inundada, o que se faz necessário visto que a relação entre cota e área não é linear. A Figura 19 mostra um fluxograma resumindo os principais passos da metodologia empregada.

Figura 19 – Fluxograma das etapas da metodologia de dimensionamento de plantas FVF em açudes de regiões semiáridas

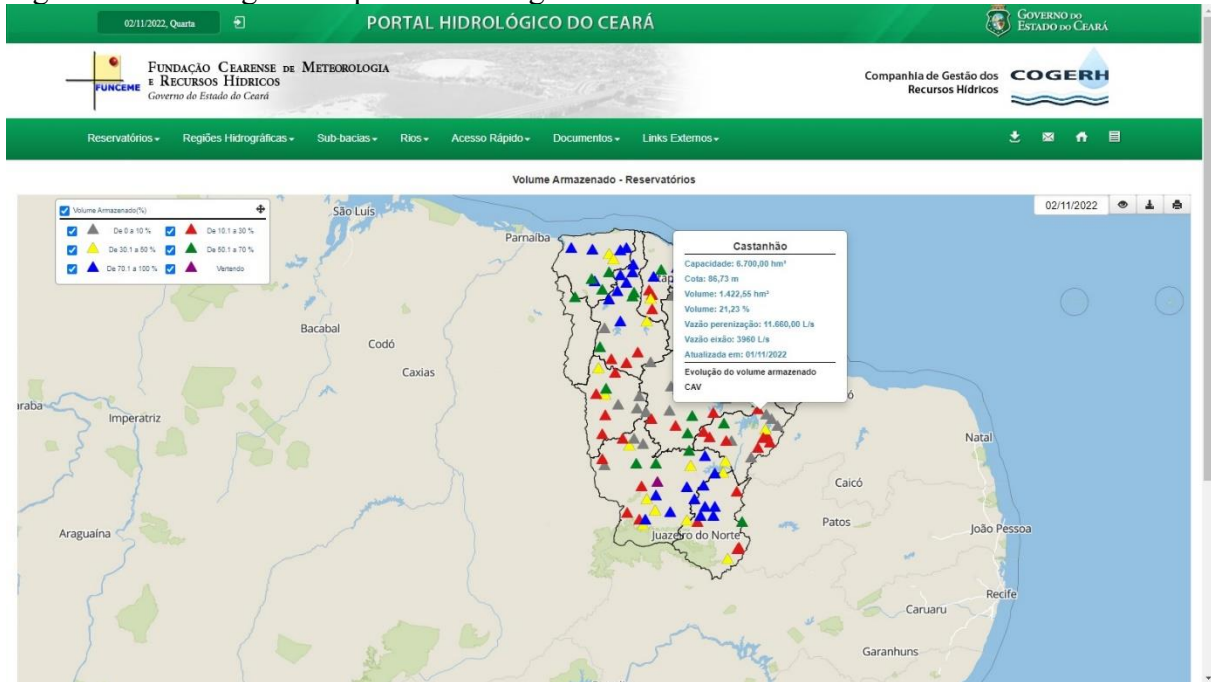


Fonte: Adaptado de Reges *et al.* (2022).

3.2 Dados históricos

Os dados históricos dos açudes monitorados pela Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos (COGERH) e Departamento Nacional de Obras Contra as Secas (DNOCS) estão registrados no site do Portal Hidrológico do Ceará. Conforme observado na Figura 20, os açudes são representados no mapa por triângulos, cujas cores indicam uma faixa de valores em relação ao percentual de volume armazenado de cada açude.

Figura 20 – Visão geral do portal hidrológico do Ceará

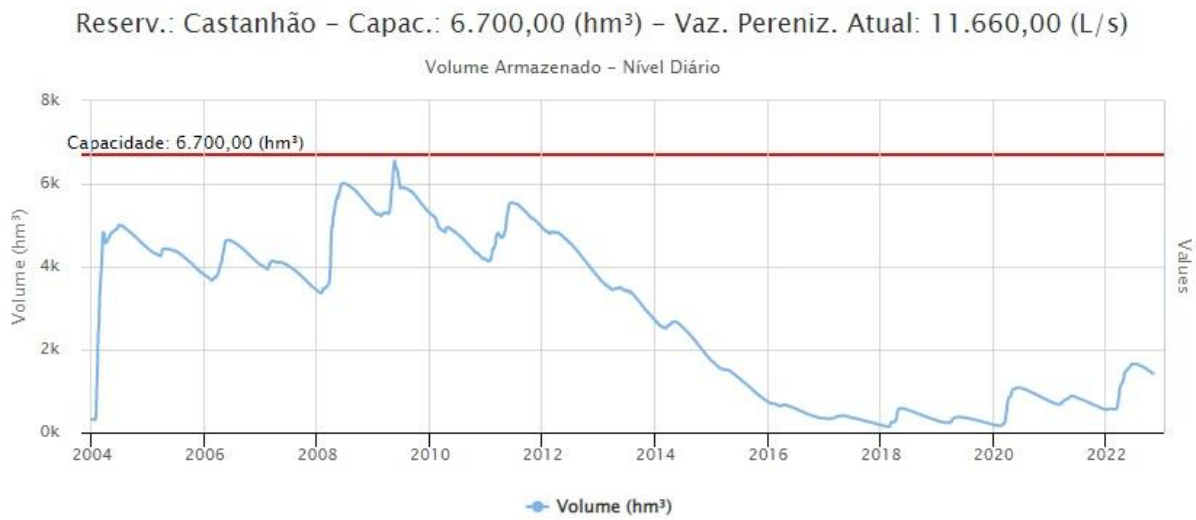


Fonte: Ceará (2022).

Ao selecionar o açude Castanhão, são apresentadas algumas informações como: capacidade máxima (hm³), cota (m), volume atual (hm³), volume percentual atual (%), vazão (L/s) e a data de atualização dos dados. Além disso, é possível obter o gráfico da evolução do volume armazenado, mostrado na Figura 21.

Os dados de volume e cota são medidos diariamente, conforme apresenta a Figura 22. É possível fazer um *download* desse banco de dados, no formato CSV. Na Figura 23 é mostrado como esses valores se encontram no arquivo, organizados em data, cota (m), volume (hm³) e volume percentual (%), todos separados por vírgula.

Figura 21 – Histórico do volume armazenado no Açude Castanhão



Fonte: Ceará (2022).

Figura 22 – Dados hidrológicos do Açude Castanhão

Castanhão X

Gráfico **Dados** CAV Ficha técnica

Mostrar 10 registros por página Procurar

Data	Cota (m)	Volume (hm³)	Volume (%)
2022-11-02	--	--	--
2022-11-01	86,73	1.422,55	21,23
2022-10-31	86,75	1.425,28	21,27
2022-10-30	86,77	1.428,00	21,31
2022-10-29	86,78	1.429,36	21,33
2022-10-28	86,80	1.432,08	21,37
2022-10-27	86,82	1.434,80	21,41
2022-10-26	86,83	1.436,16	21,44
2022-10-25	86,85	1.438,88	21,48
2022-10-24	86,87	1.441,60	21,52

Exibindo de 1 a 10 de 6,881 registros

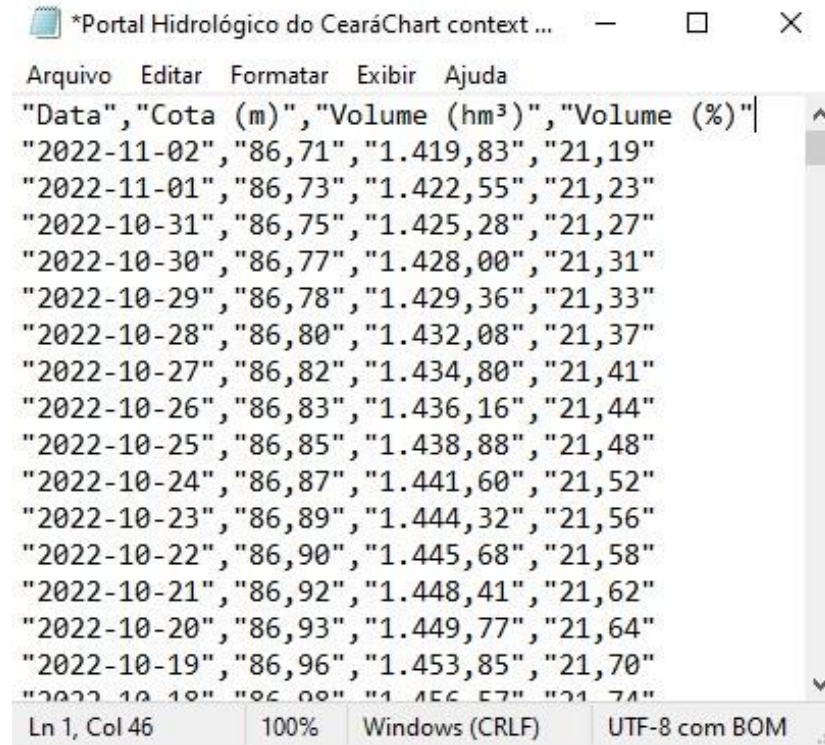
Primeiro Anterior 1 2 3 4 5 ... 689 Próximo Último

Fonte: Ceará (2022).

As versões mais recentes do Microsoft Excel contam com a ferramenta Power Query, mecanismo da Microsoft de preparação e transformação de dados, adequado para importar e tratar esse tipo de arquivo. O ambiente do Microsoft Excel é mostrado na Figura 24,

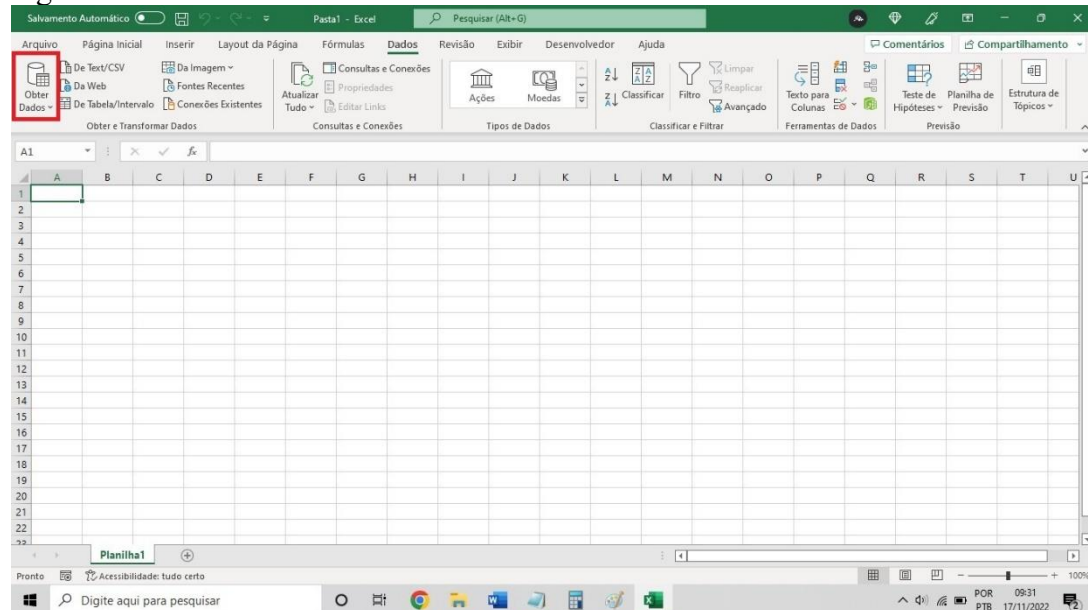
em que se destaca a opção “Obter Dados”. Clicando nela, seleciona-se a opção “De TEXTO/CSV” como visto na Figura 25.

Figura 23 – Arquivo obtido no Portal Hidrológico do Ceará



Fonte: Próprio autor.

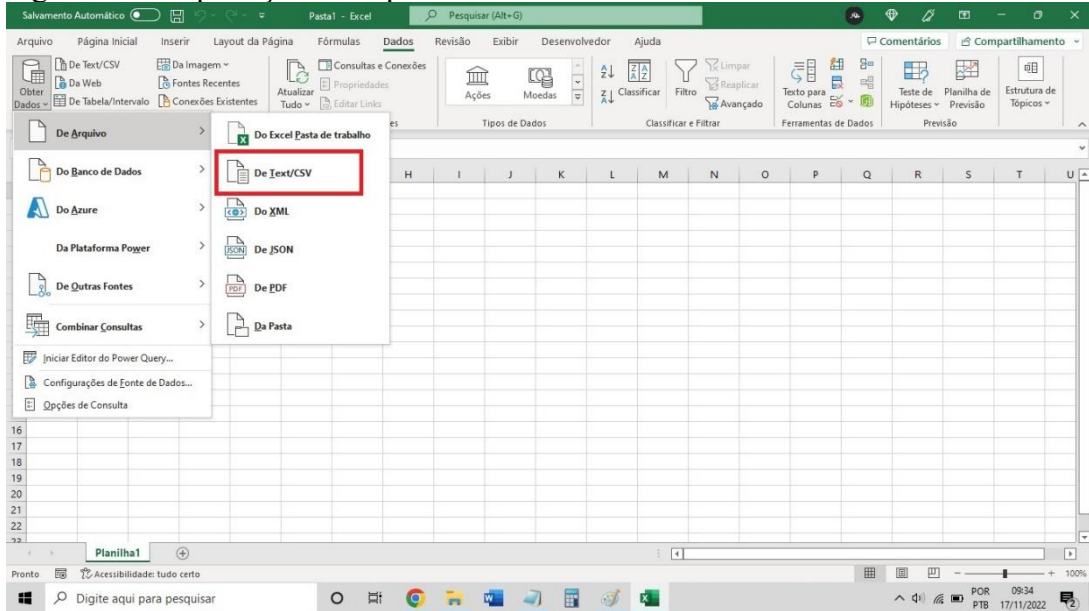
Figura 24 – Ambiente do Microsoft Excel



Fonte: Próprio autor.

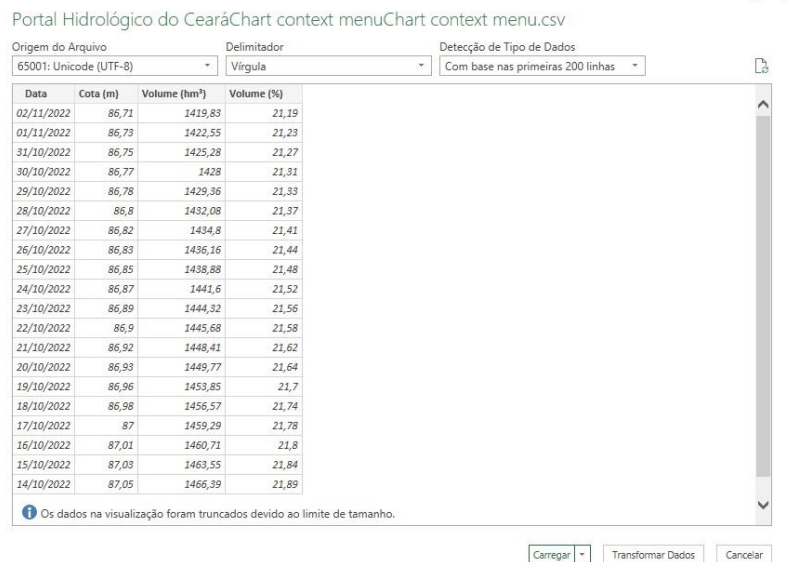
O próximo passo é abrir o arquivo CSV com o banco de dados hidrológicos do Açude Castanhão. É aberta a tela de transformação de dados, em que automaticamente as informações são organizadas em colunas, como é possível observar na Figura 26.

Figura 25 – Importação de arquivo CSV



Fonte: Próprio autor.

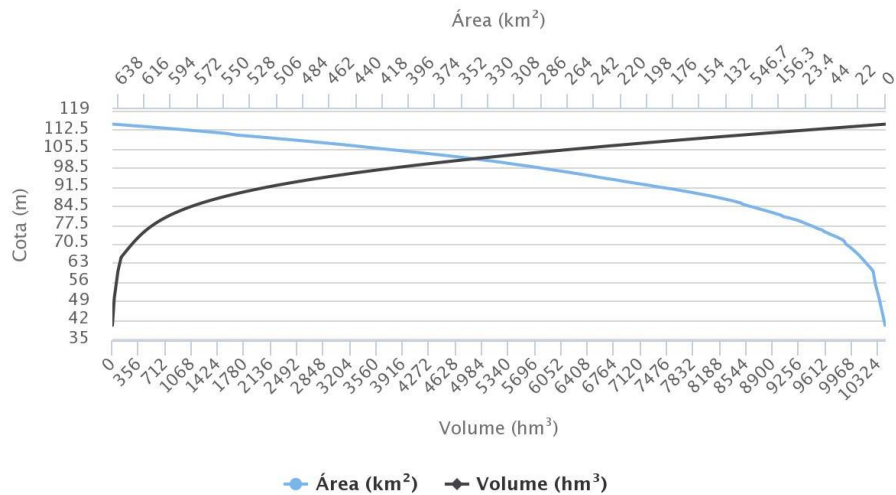
Figura 26 – Tratamento de dados no Power Query



Fonte: Próprio autor.

Neste ponto, necessita-se do histórico de área inundada. Para obtê-lo, seleciona-se alguns pontos da curva CAV disponibilizada no Portal Hidrológico, em que a linha de cor preta representa a relação volume-cota e a linha de cor azul representa a área-cota (Figura 27).

Figura 27 – CAV do Açude Castanhão



Fonte: www.hidro.ce.gov.br

Fonte: Ceará (2022).

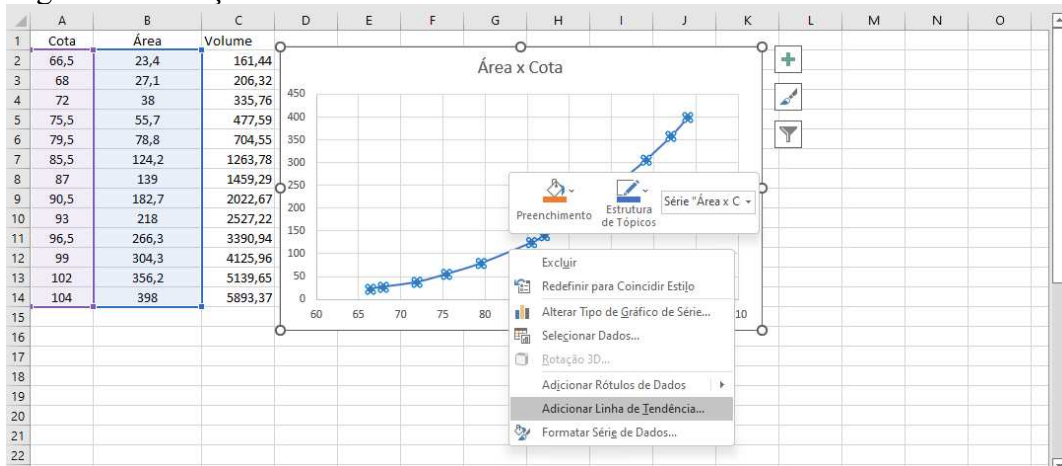
De posse dessas informações, é traçada a curva que mostra a relação entre cota e área. Sendo uma curva não linear, é necessário lançar mão de uma regressão polinomial do terceiro grau, caracterizada pela equação 1:

$$a = \beta_0 + \beta_1 b + \beta_2 b^2 + \beta_3 b^3 \quad (1)$$

A variável a representa o valor da área inundada, enquanto b é o valor da cota e β_i , $i = 0, 1, 2, 3$ são os coeficientes da curva.

Os pontos da CAV que representam a relação Cota-Área são coletados e organizados através do Microsoft Excel. Cada valor de cota do açude possui um valor correspondente de área inundada. Para a realização da regressão polinomial, primeiramente é construído um gráfico com os respectivos dados de cota e área, em seguida, sobre a linha do gráfico, clica-se com o botão direito do mouse, selecionando a opção "adicionar linha de tendência" conforme visto na Figura 28.

Figura 28 – Adição de linha de tendência

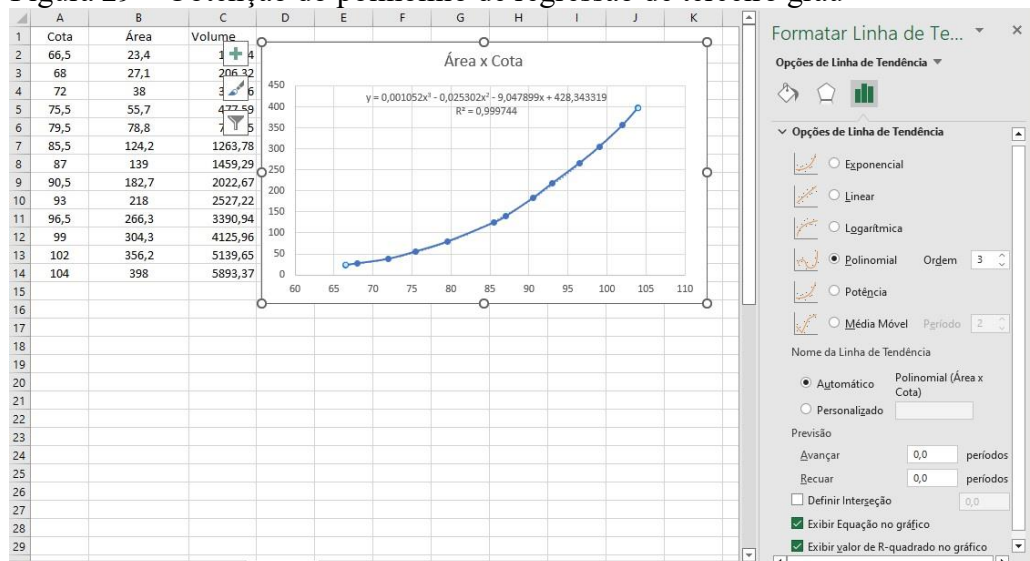


Fonte: Próprio autor.

Em seguida, é selecionado o tipo de linha de tendência. Neste caso, trata-se de uma regressão polinomial de grau 3. Por fim, marca-se as opções "exibir equação no gráfico" e "exibir o valor de R-quadrado no gráfico", conforme visto na Figura 29.

O parâmetro R^2 pode variar de 0 a 1 e indica o quão ajustada a curva de regressão está dos pontos utilizados para traçá-la. Quanto mais próximo de 1, mais confiável a equação se apresenta para a determinação de um ponto qualquer. Portanto, a escolha da linha de tendência como um polinômio de grau 3 se mostra adequada, uma vez que o valor de R^2 obtido é de 0,999744.

Figura 29 – Obtenção do polinômio de regressão de terceiro grau



Fonte: Próprio autor.

A equação de relação cota-área obtida para o Açude Castanhão é:

$$a = 428,34332 - 9,04780b - 0,02530b^2 + 0,00105b^3 \quad (2)$$

Por fim, é possível aplicar a equação gerada através da regressão polinomial ao histórico de cota, produzindo-se um histórico de área inundada.

3.3 Construção da curva de permanência

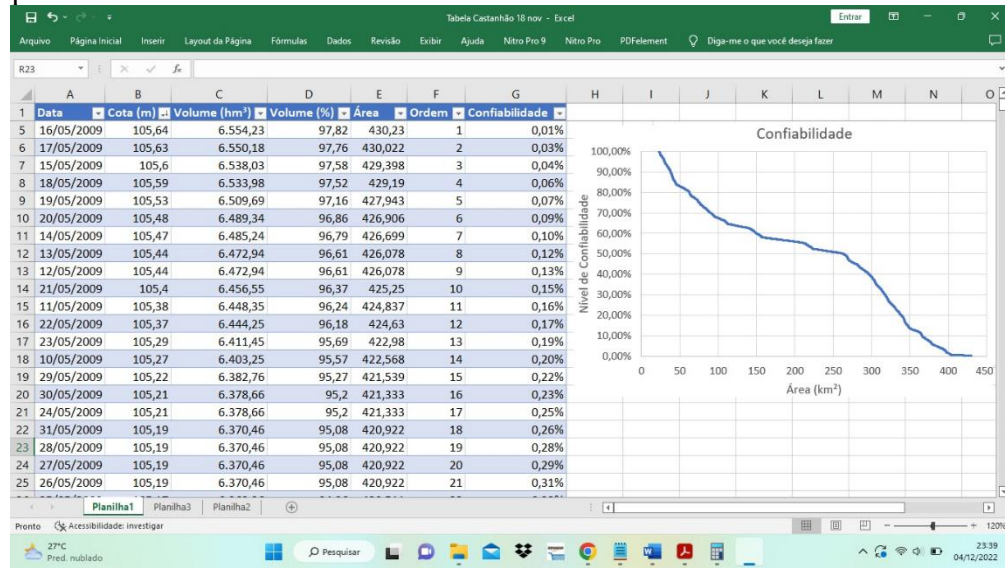
De posse dos dados históricos de área inundada do açude, a próxima etapa da metodologia consiste na construção da CP, que fornece uma visão gráfica do comportamento hidrológico do açude ao longo do tempo (Pinto, 2006). CP consiste em uma representação gráfica da distribuição ordenada de frequências de uma variável, ou seja, os dados são organizados de maior frequência para menor frequência de ocorrência. Mesmo sendo amplamente empregada para estudo da vazão de um reservatório, é possível utilizar a curva para análise de outras variáveis hidrológicas, tais como volume e área (Reges *et al.*, 2022). No presente trabalho é considerada a variável área inundada para a construção da CP do Açude Castanhão.

Na Figura 30 é mostrado o processo de construção da CP. Os dados de área inundada são calculados (Coluna E) através da equação 2; em seguida, são ordenados de forma decrescente (Coluna F). Além disso é calculada a frequência de ocorrência (Coluna G), que indica o percentual de vezes que determinado valor de área foi igualado ou superado dentro do período analisado. Para tanto, atribui-se uma ordem a cada valor de área, começando pelo maior valor do histórico. A frequência de ocorrência é dada por:

$$F = \frac{m}{n} \times 100 \quad (3)$$

Em que F é a frequência de ocorrência (%), m é a ordem e n é o total de dados.

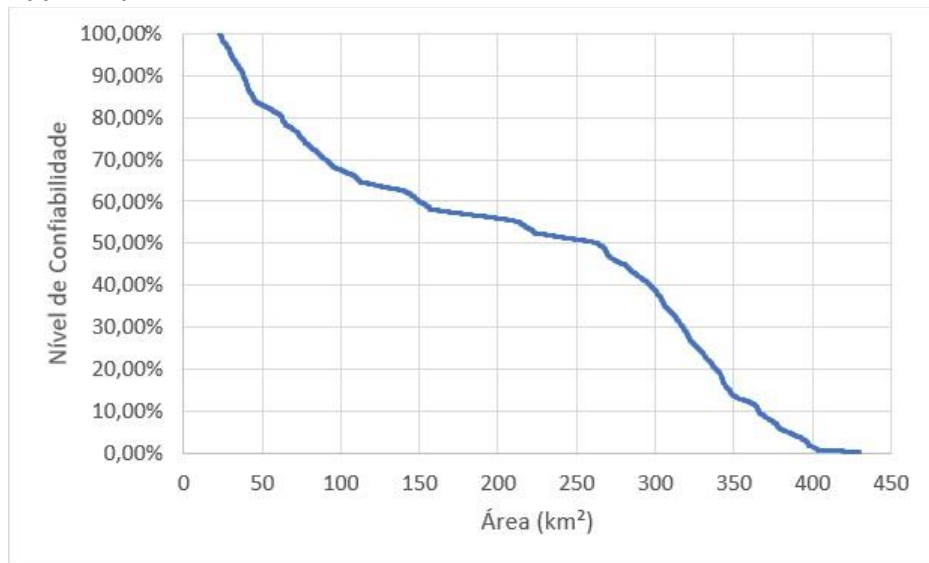
Figura 30 – Construção da CP do Açude Castanhão com dados diários no período de 2004 a 2022



Fonte: Próprio autor.

A CP é constituída pelo eixo horizontal, indicando o valor da área inundada (km^2), e o eixo vertical que expressa o nível de confiabilidade (%). O nível de confiabilidade representa o percentual de tempo que aquela área inundada permaneceu maior ou igual durante o período analisado. Tomando como exemplo a CP do Açude Castanhão (Figura 31), um nível de confiabilidade de 80% significa que o açude permaneceu 80% do período analisado (18 anos) com, no mínimo, uma área inundada de 62,66 km^2 .

Figura 31 – CP do Açude Castanhão com dados diários no período de 2004 a 2022



Fonte: Próprio autor.

3.4 Determinação dos níveis de confiabilidade

O próximo passo da metodologia se baseia na escolha de um intervalo de níveis de confiabilidade. Quanto maior o valor da área inundada, menor a frequência de ocorrência e, por consequência, menor a confiabilidade. Portanto, são adotados os valores entre 90% e 70%. O limite superior do intervalo está associado a valores menores de área, porém mais confiáveis. O limite inferior, por sua vez, representa um cenário em que a área disponível para a instalação é maior, porém seu valor é de confiabilidade mais baixa. Em seguida, são verificadas as condições limites para a Área_{FVF} mínima e máxima:

- a) Área_{FVF} deve ocupar pelo menos 1% da área inundada da barragem;
- b) Área_{FVF} deve abranger no máximo 50% da área inundada da barragem.

Este limite superior tem como finalidade respeitar os ecossistemas existentes. Haas *et al.* (2020) recomendam uma faixa de ocupação para uma planta FVF entre 40% e 60% da área do reservatório, visto que valores superiores a 60% podem comprometer a proliferação de algas, causando um impacto ambiental direto.

3.5 Potência instalada da planta FVF

O último passo da metodologia compreende o cálculo da potência da planta FVF de acordo com os limites da Área_{FVF} . Neste cálculo é considerado que, de acordo com Strangueto (2016), 66% da área total definida para instalação da planta FVF corresponde à área efetiva dos módulos, sendo o restante a parte destinada à zona reservada para movimentação dos técnicos e ao espaçamento entre os flutuadores.

Para calcular o número de módulos e a potência da planta FVF, é utilizada a área e a potência de cada módulo FV. Dois módulos foram considerados para realizar esse estudo. O primeiro escolhido foi o modelo Tiger Pro 60HC 440 Wp, do fabricante Jinko Solar, possuindo área de 2,158 m² (Jinko Solar, 2020). O segundo, modelo HiKu7 Mono PERC CS7L-600MS, do fabricante Canadian Solar, com potência de 600 Wp e área de 2,830 m² (Canadian Solar, 2023). A produção de eletricidade é determinada usando o valor de produtividade FV local diário de 4,4 kWh/kWp/dia (Atlas, 2022).

3.6 Considerações finais

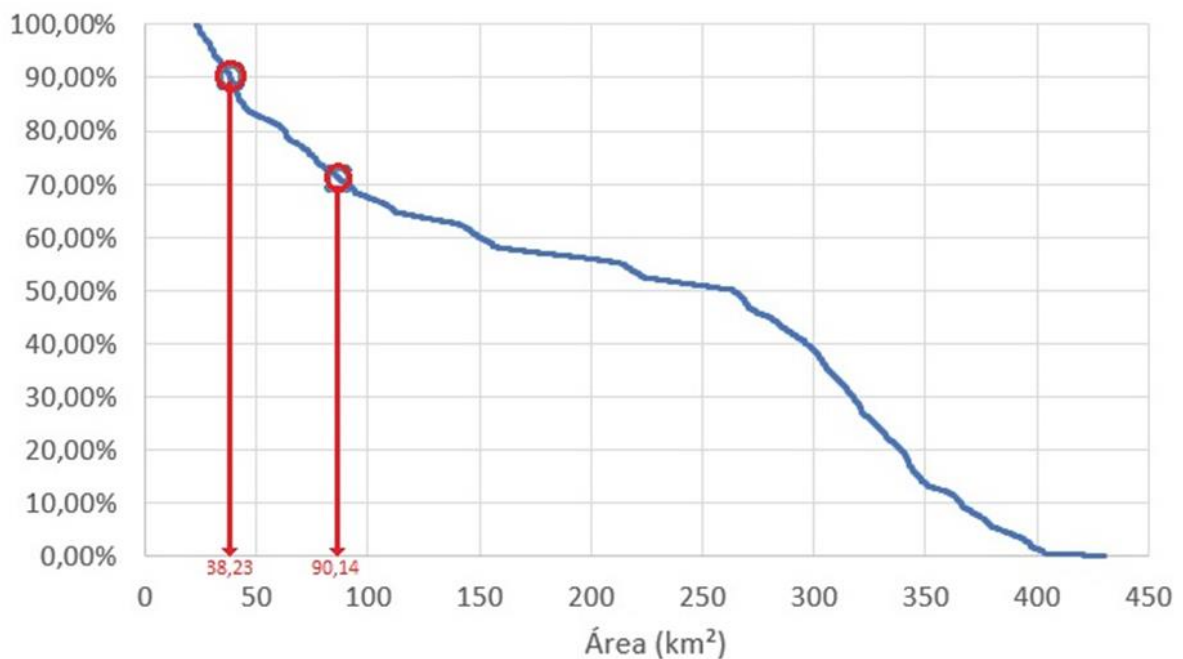
A metodologia proposta demonstra que o dimensionamento de sistemas FVF pode ser conduzido a partir da integração entre dados hidrológicos históricos, adoção do nível de confiabilidade, informações técnicas sobre os módulos FV escolhidos e produtividade FV média local. A obtenção do histórico de área inundada, por meio de regressão polinomial, é uma etapa crítica, pois estabelece o elo entre o comportamento hidrológico do reservatório e o potencial de implantação da usina, influenciando diretamente os resultados de potência instalada e geração estimada. O parâmetro R^2 apresentou um valor muito próximo ao unitário, mostrando um bom ajuste da curva aos pontos. O período considerado para estudo foi bem abrangente, o que foi possível por conta da disponibilidade dos dados.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

No presente capítulo são apresentados os resultados do estudo para o Açude Castanhão. Os cenários adotados se baseiam nos limites de confiabilidade citados no capítulo 4: Cenário 1 com nível de confiabilidade de 90% e Cenário 2 com nível de confiabilidade de 70%. Assim, são obtidos dois valores limites de potência, sendo o menor valor o de maior confiabilidade. Utilizando o valor de produtividade FV local diária, são encontrados os valores de produção anual de energia elétrica para cada cenário.

A partir do banco de dados hidrológicos, é possível obter as áreas correspondentes para cada cenário. A Figura 32 destaca os pontos referentes a cada cenário.

Figura 32 – Cenários de confiabilidade na curva de permanência



Fonte: Próprio autor

As áreas em cada situação são:

- Cenário 01 – nível de confiabilidade 90%: Área_{FVF} de 38,23 km²;
- Cenário 02 – nível de confiabilidade 70%: Área_{FVF} de 90,14 km²;

O valor de área inundada obtido a partir do histórico é de cerca de 430,00 km². É possível garantir que as áreas em ambos os cenários estarão dentro da faixa de valores entre 1% e 50% da área inundada, que correspondem, respectivamente, a 4,30 km² e 215,00 km².

Como dito na sessão 4.4, a parcela da área ocupada pelos módulos corresponde a 66% da área para instalação. Esse cálculo é apresentado para cada cenário.

- Cenário 01 – área efetiva de 25,23 km², correspondente a 66% de 38,23 km²;
- Cenário 02 – área efetiva de 59,49 km², correspondente a 66% de 90,14 km².

O próximo passo consiste no cálculo da potência instalada com base na área ocupada pelos módulos FV. Os resultados obtidos para cada cenário foram:

- Cenário 01 – 11.691.500 módulos de 440 Wp e 8.914.928 módulos de 600 Wp, correspondendo a potências instaladas de 5.144,26 MWp e 5.348,96 MWp, respectivamente;
- Cenário 02 – 27.567.558 módulos de 440 Wp e 21.020.638 módulos de 600 Wp, correspondendo a potências instaladas de 12.129,73 MWp e 12.612,38 MWp, respectivamente.

Por fim, o cálculo da energia elétrica produzida anualmente, com base no valor de produtividade FV diário no local da instalação, para cada cenário, apresentou os seguintes valores:

- Cenário 01 – 8.261,68 GWh para o sistema com módulos de 440 Wp e 8.590,42 GWh para o sistema com módulos de 600 Wp;
- Cenário 02 – 19.480,34 GWh para o sistema com módulos de 440 Wp e 20.255,49 GWh para o sistema com módulos de 600 Wp.

A Tabela 1 apresenta um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 1 – Resumo dos resultados

Nível de confiabilidade	Área _{FVF}	Área Efetiva	Potência Instalada (com módulos de 440 Wp)	Produção Anual (com módulos de 440 Wp)	Potência Instalada (com módulos de 600 Wp)	Produção Anual (com módulos de 600 Wp)
90%	38,23 km ²	25,23 km ²	5.144,26 MWp	8.261,68 GWh	5.348,96 MWp	8.590,42 GWh
70%	90,14 km ²	59,49 km ²	12.129,73 MWp	19.480,34 GWh	12.612,38 MWp	20.255,49 GWh

Fonte: Próprio autor

Para avaliar o potencial dessa geração no Estado do Ceará, leva-se em consideração o consumo nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024. Segundo EPE (2025), os valores de consumo

no estado para cada ano foram, respectivamente, 14.049,89 GWh, 13.447,51 GWh, 12.884,57 GWh e 12.970,31 GWh. A Tabela 2 mostra o percentual que a geração em cada cenário representa em relação à média do consumo no período, que é de 13.338,07 GWh.

Tabela 2 – Relação entre produção do sistema e consumo no Estado do Ceará.

Nível de confiabilidade	Potência dos módulos utilizados no sistema.	Produção Anual do sistema	Percentual em relação ao consumo do Estado do Ceará (média entre 2021 e 2024)
90%	440 Wp	8.261,68 GWh	62%
	600 Wp	8.590,42 GWh	64%
70%	440 Wp	19.480,34 GWh	146%
	600 Wp	20.255,49 GWh	152%

Fonte: Próprio autor

A análise mostra que, no cenário de menor confiabilidade, o reservatório tem potencial para suprir mais do que o equivalente a todo o consumo do Estado do Ceará. Já no cenário de maior confiabilidade, o reservatório tem potencial para suprir o consumo de mais da metade do estado.

Uma primeira análise comparativa pode ser feita com o estudo realizado por Carvalho *et al.* (2025). O valor médio de produtividade em barragens é de 1.482 kWh/kWp/ano. A média encontrada de densidade de potência em barragens é de 0,11 kWp/m².

O valor de produtividade diária do presente trabalho é de 4,4 kWh/kWp/dia (Atlas, 2022) na localidade do açude castanhão, ou seja, 1606 kWh/kWp/ano. A menor densidade de potência dos sistemas propostos é de 0,14 kWp/m² utilizando módulos de 440 Wp. Este trabalho considera um sistema projetado, podendo ter um arranjo mais compacto em relação a um sistema instalado, com geração somente baseada na produtividade anual em uma localidade do nordeste do Brasil. Por esses fatores, os valores de produtividade e densidade de potência observados foram maiores em relação a Carvalho *et al.* (2025), que levam em conta sistemas projetados ou instalados, com diferentes tecnologias de flutuadores, diferentes distanciamentos, em localidades e climas diversos.

Uma outra análise é feita com Sacramento *et al.* (2015), que consideram, para instalação de usinas FVF, três reservatórios no semiárido brasileiro, entre eles o Açude Castanhão. O trabalho define uma área para instalação correspondente a um nível de confiabilidade de 90%, Dois cenários são considerados, utilizando 2% e 5% de dessa área. No

cenário de 5%, com área efetiva de 2 km², os autores chegam a um valor de geração de 321.621 MWh/ano. Não há informações sobre a potência instalada do sistema FVF, apenas sua produção anual. A área efetiva utilizada para comparação no presente trabalho foi de 25,23 km², correspondente a 90% de confiabilidade e valores de geração anual de 8.261.680 MWh/ano (com módulos de 440 Wp) e 8.590.420 MWh/ano (com módulos de 600 Wp). O indicador produção anual por unidade de área foi utilizado. Os valores foram bem discrepantes, sendo o deste trabalho 327.454,6 MWh/km²/ano, considerando módulos de 440 Wp, e o de Sacramento *et al.* (2015), 160.810,5 MWh/km²/ano. As diferenças entre os valores podem se dar por motivos similares à análise comparativa anterior, além das considerações em relação a perdas. Enquanto a metodologia deste trabalho considera apenas o fator de produtividade FV local aplicado à potência instalada, Sacramento *et al.* (2015) utilizam o *software* PVsyst, que leva em conta perdas térmicas e elétricas. A Tabela 3 mostra um resumo dessas análises comparativas.

Tabela 3 – Resumo das análises comparativas.

Densidade de potência (kWp/m ²)			Produtividade anual (kWh/kWp/ano)			Produção anual por área (MWh/km ² /ano)		
Este trabalho	Carvalho <i>et al.</i> (2025)	Diferença percentual	Este trabalho	Carvalho <i>et al.</i> (2025)	Diferença percentual	Este trabalho	Sacramento <i>et al.</i> (2015)	Diferença percentual
0,14	0,11	21,4 %	1.606,00	1.482,00	7,7 %	327.454,6	160.810,5	50,9 %

Fonte: Próprio autor

Observa-se que a metodologia deste trabalho pode superestimar a geração em relação a um modelo mais detalhado ou mesmo um sistema instalado. Tal fato indica que sua aplicação é mais restrita a estudos preliminares de potencial, não sendo adequada para dimensionamento ou viabilidade econômica detalhada.

5 CONCLUSÃO

A análise realizada para o Açude Castanhão revelou a viabilidade da implementação de sistemas FVF em dois diferentes cenários. O primeiro, com um alto nível de confiabilidade em relação à CP, apresentou uma área para instalação de aproximadamente 25 km², com produção anual superando 8.500 GWh, mais da metade da energia consumida em um ano no Ceará. Já o segundo cenário, com menor nível de confiabilidade, permitiu uma área significativamente maior, resultando em uma produção anual em torno de 20.000 GWh, mais que o dobro em relação ao primeiro cenário e correspondendo a quase 50% a mais em relação à energia anual consumida no estado. Esses resultados demonstram o potencial de expansão da geração FV em áreas de reservatórios hídricos, pois não ocupam grande parte da área inundada e, se ocupassem o mesmo espaço em terra firme, poderiam não ser viáveis por conta da concorrência com outras atividades importantes desenvolvidas exclusivamente em solo.

A metodologia utilizada neste trabalho, baseada nos dados históricos do açude, se mostrou de fácil aplicação e replicável a qualquer açude. Para implementá-la, utiliza-se uma planilha com os seguintes dados e cálculos: áreas, quantidade de módulos, potência e energia gerada, considerando determinado nível de confiabilidade. No entanto, seu uso se restringe a estudos preliminares, viabilizando uma comparação entre potencial de vários reservatórios, porém podendo superestimar a geração.

Em conclusão, os resultados obtidos neste estudo indicam que sistemas FVF são uma solução promissora para o aumento da capacidade de geração de energia no semiárido brasileiro. O uso de áreas de reservatórios, como o Açude Castanhão, não só otimiza a utilização de recursos hídricos como também mitiga problemas como a evaporação excessiva, além de proporcionar arrefecimento do sistema e, por consequência, aumento no rendimento da produção energética. A metodologia adotada permite que diferentes cenários sejam considerados, proporcionando flexibilidade para decisões baseadas em níveis de confiabilidade e capacidade instalada, favorecendo a expansão sustentável da energia solar no Brasil.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se alguns temas para trabalhos futuros para continuidade da mesma linha de pesquisa:

- 1) Aplicação da metodologia utilizando a linguagem de programação Python e suas bibliotecas para tratamento de dados, geração de gráficos e ajuste por regressão polinomial;
- 2) Aplicação da metodologia em reservatórios de UHE, explorando a integração e complementaridade entre geração FVF e geração hidrelétrica e calculando o efeito da planta FVF na evaporação do reservatório;
- 3) Ajuste da metodologia para considerar perdas térmicas e elétricas e projeção de viabilidade financeira.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 6 dez. 2025.
- AGRAWAL, K. K. *et al.* Assessment of floating solar PV (FSPV) potential and water conservation: Case study on Rajghat Dam in Uttar Pradesh, India. **Energy for Sustainable Development**, v. 66, p. 287–295, fev. 2022.
- ATLAS. **Atlas Eólico e Solar**. Ceará, 2022. Disponível em: <<http://atlas.adece.ce.gov.br/>>. Acesso em: 04 dez. 2022.
- AZEVEDO, A. B. A.; FREITAS, S. C.; SILVEIRA, S. Sistema fotovoltaico na Hidrelétrica de Boa Esperança: comparação de modelo terrestre e flutuante. In: **Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia**. 2021.
- BUSSON, B de O.; MELO, M. A.; SOUZA, C. N.; CARVALHO, P. C. M. de; DE OLIVEIRA CARVALHO FILHO, C. Arrefecimento de módulo fotovoltaico flutuante pelo uso de aletas. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: 10.59627/cbens.2020.816. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/816>>. Acesso em: 25 out. 2024.
- CANADIAN SOLAR. **CS-Datasheet HiKu7 CS7L-MS v2.7 EN**. 2023. Disponível em: <https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/9/2023/09/26110438/CS-Datasheet-HiKu7_CS7L-MS_v2.7_EN-1.pdf>. Acesso em: 10 out. 2024.
- CANAL SOLAR, **Solar flutuante pode adicionar 38 GW ao Brasil utilizando apenas 1% dos reservatórios**. 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/solar-flutuante-adicionar-38-gw-brasil-reservatorios/>>. Acesso em: 08 jun. 2025.
- CARVALHO, P. C. M.; ARAÚJO, J. C. de; LIMA, J. B. C. de; CARNEIRO, T. C.; FERNÁNDEZ-RAMÍREZ, L. M. Floating Photovoltaic Plants: Exploring the Water-Energy Nexus. **IEEE Access**, vol. 13, pp. 180006-180023, 2025. doi: 10.1109/ACCESS.2025.3622488.
- CAZZANIGA, R. Floating Pv Structures. In: ROSA-CLOT M.; TINA, G. M. **Floating Pv Plants**. [S.l.]: Elsevier Academic Press, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817061-8.00004-X>>. Acesso em: 15 set. 2024.
- CEARÁ. **Portal Hidrológico do Ceará**. 2022. Disponível em: <<http://www.hidro.ce.gov.br>>. Acesso em: 2 nov. 2022.
- CLAUS, R.; LÓPEZ, M. Key issues in the design of floating photovoltaic structures for the marine environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 164, p. 112502, 2022.
- CLEMONS, S. K. C.; SALLOUM, C. R.; HERDEGEN, K. G.; KAMENS, R. M.; GHEEWALA, S. H. Life cycle assessment of a floating photovoltaic system and feasibility for application in Thailand. **Renewable Energy**, v. 168, p. 448–462, maio 2021.
- EPE. **Expansão da Geração – Solar Fotovoltaica Flutuante**. Brasil, 2020.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos/dados-do-anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 20 jul. 2025.

FREITAS, B. B.; BEZERRA, B. R. A.; TEIXEIRA JÚNIOR, C. A.; OLIVEIRA JÚNIOR, C. F. de; ASSIS, D. P. de; QUEIROZ FILHO, E. de S.; NASCIMENTO, F. T. do; OLIVEIRA, F. W. S. de; ALVES, G. F.; ALVES, J. V. T.; SILVA, M. F. de A.; SILVA, M. C. da; COSTA, M. de S.; NUNES, O. J. de M.; CARVALHO, P. C. M. de; PEREIRA, R. C. Methodology using idle capacity of hydroelectric substations for sizing floating photovoltaic plants. **IEEE Latin America Transactions**, vol. 22, no. 9, 1 Sept. 2024, pp. 771–777, <https://doi.org/10.1109/tla.2024.10669249>.

FREITAS, B. B.; MENEZES, C. R. de; FELIX, C. M.; JAGUARIBE, D. R.; ASSIS, D. P. de; UCHOA FILHO, F. E. L.; PINHEIRO, G. H. M.; LIBERATO, J. P. D.; CYSNE, K. D.; COIMBRA, K. R. G.; BRAGA, M. R.; NUNES, O. J. de M.; CARVALHO, P. C. M. de; Metodologia de Dimensionamento de Plantas Fotovoltaicas Flutuantes Em Lagos Urbanos E Reservatórios. **Revista Brasileira de Energia**, vol. 30, no. 1, 22 Apr. 2024, <https://doi.org/10.47168/rbe.v30i1.840>.

GUEDES, P. H. S.; BRENO BEZERRA FREITAS; SOUZA, J. J. S. de; ANTUNES, F. L. M.; CARVALHO, P. C. M. de. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NA BARRAGEM DA HIDROELÉTRICA DE BOA ESPERANÇA - PI. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI: 10.59627/cbens.2024.2387. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2387>. Acesso em: 10 fev. 2025.

HAAS, J.; KHALIGHI, J.; FUENTE, A. de la; GERBERSDORF, S.; NOWAK, W.; CHEN, P.-J. Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 206, p. 112414, 2020.

JINKO SOLAR. **JKM440-460M-60HL4-(V)-F1-EN**. 2020. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM440-460M-60HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM440-460M-60HL4-(V)-F1-EN.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2024.

KAKOULAKI, G.; GONZALEZ-SANCHEZ, R.; AMILLO, A. G.; SZABO, S.; FELICE, M. de; FARINOSI, F.; FELICE, L. de; BISSELINK, B.; SELIGER, R.; KOUGIAS, I.; JAEGER-WALDAU, A. Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 171, p. 112989, 2023.

LIMA, R. A.; DELGADO, A. H. R.; OLIVEIRA, D. C. P.; SILVA, E. O. da; SILVA, I. C. L.; MENDES, I. G. de O. C.; CYSNE, K. D.; AMORIM, K. de P.; SANTOS, L. de O.; CARVALHO, P. C. M. de; Impacto Da Geração de Plantas Fotovoltaicas Flutuantes Sobre a Matriz Energética de Estados Do Semiárido Brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, vol. 29, no. 1, 6 Apr. 2023, <https://doi.org/10.47168/rbe.v29i1.778>.

LOPES, M. P. C. *et al.* Technical Potential of Floating Photovoltaic Systems on Artificial Water Bodies in Brazil. **Renewable Energy**, vol. 181, Jan. 2022, pp. 1023–1033, Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.104>>. Acesso em: 17 mai. 2022.

MAIA, C. B.; DINIZ, A. S. A. C.; BONFIM, S. A.; KAZMERSKI, L. L. AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS E DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI: 10.59627/cbens.2024.2439. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2439>. Acesso em: 10 fev. 2025.

MELO, A. C. M.; FREITAS, B. B.; CARVALHO, P. C. M. de. ESTUDO DO POTENCIAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE NO AÇUDE SANTO ANASTÁCIO PARA COMPENSAÇÃO DE CONSUMO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI: 10.59627/cbens.2024.2465. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2465>. Acesso em: 10 fev. 2025.

NEVES, C. E. T. das; URBANETZ JUNIOR, J.; SILVA, J. C. da; ZIWICH, R. P.; NOVAK, L. H.; POSSETTI, G. R. C. ANÁLISE DOS ÍNDICES DE MÉRITO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM AMBIENTES DISTINTOS: SOLO E FLUTUANTE. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], p. 1–10, 2022. DOI: 10.59627/cbens.2022.1225. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1225>. Acesso em: 10 fev. 2025.

NOVAK, L. H.; BORBA, R. A. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES: ASPECTOS POSITIVOS E DESAFIOS. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2018. DOI: 10.59627/cbens.2018.151. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/151>. Acesso em: 20 abr. 2022.

OGBOMO, O. O.; AMALU, E. H.; EKERE, N. N.; OLAGBEGI, P. O. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 1225–1238, ago. 2017.

PINHO, J. T; GALDINO, M. A. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ: CEPEL – CRESESB, 2014.

PINTO, J. A. de O.; **Avaliação de métodos para a regionalização de curvas de permanência de vazões para a Bacia do Rio das Velhas**. Dissertação (Mestrado em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2006.

PV MAGAZINE, **Dutch developer secures funds for flexible floating solar pilot in North Sea**. 2022. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2022/12/02/dutch-developer-secures-funds-for-flexible-floating-solar-pilot-in-north-sea/>>. Acesso em: 25 out. 2024.

PV MAGAZINE, **Avanços da solar flutuante no Brasil**. 2024. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/05/10/avancos-da-solar-flutuante-no-brasil/>>. Acesso em: 25 out. 2024.

RAMANAN, C. J.; LIM, K. H.; KURNIA, J. C.; ROY, S.; BORA, B. J.; MEDHI, B. J. Towards sustainable power generation: Recent advancements in floating photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 194, p. 114322, 2024.

RAMOS, M. da R.; LISBOA, P. de A.; VIEIRA, L. dos S. R.; GUEDES, J. C. de S.;

GUIMARÃES, A. P. C.; BORBA, A. J. V. ESTIMATIVA DO POTENCIAL TEÓRICO DE INSTALAÇÃO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS NO BRASIL. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI: 10.59627/cbens.2024.2435. Disponível em:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2435>. Acesso em: 11 fev. 2025.

RAULINO, J. B. S.; SILVEIRA, C. S.; LIMA NETO, I. E. Assessment of climate change impacts on hydrology and water quality of large semi-arid reservoirs in Brazil. **Hydrological Sciences Journal**, 66(8), p. 1321–1336. doi: 10.1080/02626667.2021.1933491.

REGES, J. P.; CARVALHO, P. C. M. de; ARAÚJO, J. C. de; CARNEIRO, T. Sizing Methodology of Floating Photovoltaic Plants in Dams of Semi-Arid Areas. **Journal of Solar Energy Engineering**, p. 1–44, 8 nov. 2021.

RODRIGUES, P. S. F.; JATOBÁ, E. B.; NOBREGA, D. B. G. da; MELO FILHO, J. B. de. PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO (BA) - DESAFIOS E ESTRATÉGIAS DE IMPLANTAÇÃO. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: 10.59627/cbens.2020.867. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/867>. Acesso em: 20 abr. 2022.

RUSCHEL, C. S.; OLIVEIRA, A. S. B. de; AMORIM, A. C. de; BARRETO, A. V.; KONZEN, G.; PONTE, G. P. da; SILVA, L., A. F. da; LOPES, L. de S.; SOUZA, M. A. de; TEIXEIRA, T. I.; LOUREIRO, D. D.; BOTELHO, G. M. L. ASPECTOS TECNOLÓGICOS E SOCIOAMBIENTAIS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: 10.59627/cbens.2020.841. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/841>. Acesso em: 28 abr. 2022.

SACRAMENTO, E. M. do; CARVALHO, P. C. M. de; ARAÚJO, J. C. de; RIFFEL, D. B.; CORRÊA, R. M. da C.; PINHEIRO NETO, J. S. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, nov. 2015.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 66, n. 1, p. 815–824, 2016.

SIQUEIRA, D. C. S. de; SOUSA, V. D. de A.; LESS, D. F. da S. Sistema fotovoltaico flutuante, principais entraves e desafios de implantação no Brasil: uma revisão de literatura. **Research, Society and Development**, v. 11, n. 1, p. e45311125084, 2022.

STRANGUETO, K. M. **Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas**. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. 2016. 147 p.

SUH, J.; JANG, Y.; CHOI, Y. Comparison of Electric Power Output Observed and Estimated from Floating Photovoltaic Systems: A Case Study on the Hapcheon Dam, Korea. **Sustainability**, v. 12, n. 1, p. 276, 2019.

TRAPANI, K. **Flexible floating thin film photovoltaic (PV) array concept for marine and lacustrine environments**. 2014. Tese de Doutorado. Laurentian University of Sudbury.

VILELA, O. de C.; BACELAR, T.S.; FRAIDENRAICH, N.; BARBOSA, E. M. de S. Previsão da temperatura e do desempenho do gerador fotovoltaico flutuante a partir de suas características elétricas medidas em reais condições ambientais. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 23, p. 21-28, 2019.

WOOD MACKENZIE. **Global floating solar to top 6GW threshold by 2031**. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/press-releases/global-floating-solar-to-top-6gw-threshold-by-2031/>>. Acesso em: 7 out. 2024.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners**. Washington, DC: World Bank, 2019.

YILMAZ, O. S.; GÜLGEN, F.; ATEŞ, A. M. Determination of the appropriate zone on dam surface for Floating Photovoltaic System Installation using RS and GISc technologies. **International Journal of Engineering and Geosciences**, 2022.