

Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA
Engenharia de Energia

**Aplicação do Sistema de Informação Geográfica
(SIG) no projeto de sistema fotovoltaico
flutuante no Lago Paranoá – DF**

Autor: Pedro Henrique Antonini Alves de Almeida

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2021



Pedro Henrique Antonini Alves de Almeida

**Aplicação do Sistema de Informação Geográfica (SIG) no
projeto de sistema fotovoltaico flutuante no Lago
Paranoá – DF**

Monografia submetida ao curso de graduação
em Engenharia de Energia da Universidade
de Brasília, como requisito parcial para ob-
tenção do Título de Bacharel em Engenharia
de Energia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Coorientador: Prof^a. Dr^a. Josiane do Socorro Aguiar de Souza de
Oliveira Campos

Brasília, DF

2021

Pedro Henrique Antonini Alves de Almeida

Aplicação do Sistema de Informação Geográfica (SIG) no projeto de sistema fotovoltaico flutuante no Lago Paranoá – DF/ Pedro Henrique Antonini Alves de Almeida. – Brasília, DF, 2021-

83 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA , 2021.

1. . 2. . I. Prof. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Aplicação do Sistema de Informação Geográfica (SIG) no projeto de sistema fotovoltaico flutuante no Lago Paranoá – DF

CDU 02:141:005.6

Pedro Henrique Antonini Alves de Almeida

Aplicação do Sistema de Informação Geográfica (SIG) no projeto de sistema fotovoltaico flutuante no Lago Paranoá – DF

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 25 de maio de 2021.:

Prof. Dr. Alex Reis
Orientador

Prof^a. Dr^a. Josiane do Socorro Aguiar de Souza de Oliveira Campos
Coorientadora

Prof. Dr. Rudi Henri van Els
Convidado 1

Me. Fabrício Douglas Gonçalves
Convidado 2

Brasília, DF
2021

Agradecimentos

À Deus, que me deu força, sabedoria e saúde, sem os quais este trabalho não teria sido desenvolvido, e por todas as oportunidades que tem concedido em minha vida.

Aos meus pais, Valter e Priscila, pelo grande apoio e amor incondicional, que proveram durante toda a minha vida o espírito de luta, humildade e resiliência, sempre me incentivando a alcançar novos objetivos e a seguir firme nesta batalha árdua.

À minha irmã, Giulia, por sempre estar comigo durante todo este percurso da graduação e pelo suporte, sempre me trazendo segurança.

À minha família eu deixo uma palavra de gratidão por todo conforto e ânimo que me deram. Em especial, a minha vó, Maria Guadalupe, pelo suporte necessário para a minha fase preparatória da graduação.

À professora Dra. Josiane e ao professor Dr. Alex Reis pelos inúmeros ensinamentos, paciência e principalmente pela oportunidade que me deram ao me aceitarem como orientando para o desenvolvimento desse trabalho.

Ao Eng. Fabrício pelo tempo cedido nas discussões relacionadas ao tema e pelos ensinamentos.

Aos amigos Francisco, Leonardo, Pedro, Rafael, Thiago, João, Kilmer e Gabriela, pela amizade durante o curso, pelo companheirismo e pelos incentivos à finalização deste trabalho.

Ao professor PhD. José Wilson, às colegas Ana e Maria e ao programa Ambiental Pro pelos ensinamentos na área de sistemas de informações geográficas.

Aqueles que contribuíram direta e indiretamente e deram seus votos de apoio para este trabalho ser realizado, em especial, Íris, Lívia, Luciano Delmo, Eng. Rodrigo e Sr. Odilon.

A toda equipe, funcionários e amigos, da MTEC Energia, Convert e Matriz, pelos ensinamentos a nível pessoal e profissional e que foram essenciais para me tornar um profissional mais capacitado.

À Universidade de Brasília, seu corpo docente, direção e administração que oportunizaram todas as condições para o aprendizado.

À ADASA, ANEEL, Caesb, CEB Geração, Codeplan, Ibram e INPE pelos dados e informações cedidas, que foram imprescindíveis para o desenvolvimento deste trabalho.

Espero que este trabalho sirva de inspiração para todos aqueles que admiram e incentivam temas relacionados à energia solar fotovoltaica e ao SIG.

*"Em todo o espaço há energia... é uma questão de tempo até que os homens tenham êxito em associar seus mecanismos ao aproveitamento desta energia."
(Nikola Tesla)*

Resumo

O sistema fotovoltaico flutuante é uma das diversas possibilidades de aplicação da geração de energia solar. Essa opção de instalação de Usina Solar Fotovoltaica é impulsionada pela suas vantagens em comparação a usinas fotovoltaicas instaladas em terra. Entre elas estão o aumento de eficiência de geração devido ao resfriamento dos módulos e a redução de evaporação da água nos reservatórios. O uso do Sistema de Informação Geográfica (SIG) é uma forma de potencializar o estudo sobre a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em determinadas regiões e permite também avaliar o potencial fotovoltaico remotamente. Visto que Brasília conta com alta irradiação solar e demandas crescentes de energia elétrica, o objetivo deste trabalho foi desenvolver um projeto básico de uma usina fotovoltaica flutuante no espelho d'água do Lago Paranoá - DF, baseado nas informações disponibilizadas em ferramentas do SIG, a fim de possibilitar o incremento de disponibilidade de energia no DF. Além disso, o estudo visa identificar uma configuração do sistema fotovoltaico com o intuito em apresentar seus detalhes de instalação. Diante disso, foram confeccionados mapas temáticos com a finalidade de facilitar as tomadas de decisões, no qual, são utilizados dados de irradiação solar, zoneamento do lago, conexão com a rede e batimetria. Desta forma, foi proposto a implantação de um sistema fotovoltaico flutuante com potência instalada de 1 MW, o qual poderia ser replicado para se atingir maiores capacidades. Como resultados, verificou-se que a geração de energia da usina FPV proposta foi de 1.701.377 kWh/ano o que equivale ao abastecimento de, aproximadamente, 520 unidades consumidoras no DF, ou ainda, 23% da demanda da região administrativa do Varjão - DF.

Palavras-chave: Usina Fotovoltaica Flutuante. Viabilidade Técnica. Sistema de Informação Geográfica.

Abstract

The floating photovoltaic system is one of several possibilities for the application of solar energy generation. This installation option of Solar Photovoltaic Plant is driven by its advantages compared to photovoltaic plants installed on land. Among them are the increase in generation efficiency due to the cooling of the modules and the reduction of water evaporation in the reservoirs. The use of the Geographic Information System (GIS) is a way to enhance the study on the viability of photovoltaic systems in certain regions and also allows to assess the photovoltaic potential remotely. Since Brasília has high solar radiation and increasing demands for electric energy, the objective of this work was to develop a basic project for a floating photovoltaic plant in the water mirror of Lago Paranoá - DF, based on the information available in GIS tools, the in order to make it possible to increase energy availability in the Federal District. In addition, the study aims to identify a configuration of the photovoltaic system in order to present its installation details. In view of this, thematic maps were made in order to facilitate decision making, in which data are used for solar irradiation, zoning of the lake, connection to the ebaticime-try network. Thus, it was proposed to implement a floating photovoltaic system with an installed capacity of 1 MW, which could be replicated to achieve greater capacities. As a result, it was found that the energy generation of the proposed FPV plant was 1,701,377 kWh / year, which is equivalent to supplying approximately 520 consumer units in the DF, or even 23% of the demand in the administered region Varjão - DF.

Key-words: Floating Photovoltaic Plant. Technical Viability. Geographic Information System.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Aspectos normativos no setor fotovoltaico ao longo dos anos.	17
Figura 2 – Fluxograma do Trabalho	19
Figura 3 – Estrutura Operacional do Trabalho	20
Figura 4 – Configuração do Sistema Fotovoltaico Flutuante	21
Figura 5 – Plataforma flutuante Hydrelío.	23
Figura 6 – Categorização dos sistemas de ancoragem	24
Figura 7 – Capacidade Instalada Global de sistema FPV entre os anos de 2007 a 2018	26
Figura 8 – Instalações Globais de Sistemas FPVs.	27
Figura 9 – Usina FPV instalada na Fazenda Figueiredo.	28
Figura 10 – Usina FPV instalada no reservatório de Sobradinho.	29
Figura 11 – Distribuição de usinas FPVs pelo mundo.	30
Figura 12 – Objetivos de desenvolvimento sustentável.	32
Figura 13 – Mapa de localização da área de estudo	35
Figura 14 – Consumo de energia elétrica por RA em porcentagem - Julho 2020.	36
Figura 15 – Mapa de irradiação global horizontal do Brasil.	37
Figura 16 – Mapa de irradiação global horizontal anual média do DF.	38
Figura 17 – Mapa de irradiação global horizontal na Alemanha.	39
Figura 18 – Geração de energia elétrica da PCH Paranoá.	40
Figura 19 – Conexão entre a ilha FPV e a subestação da PCH.	41
Figura 20 – Mapa batimétrico do Lago Paranoá - DF.	42
Figura 21 – Nível altimétrico do Lago Paranoá - DF (2014 - 2018).	43
Figura 22 – Zoneamento do espelho d’água do lago Paranoá.	44
Figura 23 – Mapa de localização da usina FPV.	46
Figura 24 – Flutuador Hydrelío® - principal e o secundário	48
Figura 25 – Módulo Canadian - Modelo CS3W-450MS.	49
Figura 26 – Sistema de ancoragem SEAFLEX.	51
Figura 27 – Eletrocentro Solar WEG - Modelo ESW750 - 1.0	52
Figura 28 – Inversor Solar SUNGROW - Modelo SG250HX	53
Figura 29 – Curva do efeito da radiação e temperatura no módulo Canadian.	55
Figura 30 – Cabo Solar Prysmian 0,9/1,8 kV (CC).	57
Figura 31 – Método de instalação NBR 5410.	58
Figura 32 – Fator de correção de temperatura NBR 5410.	58
Figura 33 – Fatores de correções aplicáveis a condutores agrupados - NBR 5410.	59

Figura 34 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma ABNT NBR 5410.	60
Figura 35 – Diagrama do circuito - Inversor Sungrow.	61
Figura 36 – Cabos instalados em uma plataforma flutuante.	62
Figura 37 – Layout da ilha flutuante.	63
Figura 38 – Dados climatológicos - PVSol.	64
Figura 39 – Esquema de ligação - Inversor 1.	64
Figura 40 – Esquema de ligação - Inversor 2.	65
Figura 41 – Esquema de ligação - Inversor 3.	65
Figura 42 – Esquema de ligação - Inversor 4.	65
Figura 43 – Índice de sombreamento nos módulos fotovoltaicos.	66
Figura 44 – Dimensões das boias principais e secundárias.	67
Figura 45 – Distância entre as fileiras - (Pitch).	67
Figura 46 – Limites de Configuração do Inversor.	68
Figura 47 – Limites de Configuração dos MPPT's - 1 ao 12.	68
Figura 48 – Previsão de geração de energia da usina FPV.	69
Figura 49 – Balanço energético do sistema fotovoltaico.	70
Figura 50 – Relação consumo de energia por RA x geração solar FPV.	71
Figura 51 – Layout da usina para RA Paranoá - DF composto por 29 blocos de 1 MW.	72
Figura 52 – Layout da usina para RA Recanto da Emas - DF composto por 50 blocos de 1 MW.	73

Lista de tabelas

Tabela 1 – Marcos de instalações de sistemas FPVs.	26
Tabela 2 – Maiores sistemas FPVs no mundo.	27
Tabela 3 – Informações Técnicas dos Equipamentos da PCH Paranoá.	47
Tabela 4 – Informações Técnicas e Elétricas do Módulo Fotovoltaico.	50
Tabela 5 – Características da usina de 1 MWp.	50
Tabela 6 – Dados Técnicos Eletrocentro WEG.	52
Tabela 7 – Dados Técnicos Inversor SUNGROW - SG250HX.	54
Tabela 8 – Configuração do arranjo fotovoltaico.	57

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADASA	Agência Reguladora de águas, Energia e Saneamento do Distrito Federal
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASV	Autorização de Supressão Vegetal
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
Caesb	Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
Chesf	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
Codeplan	Companhia de Planejamento do Distrito Federal
CONAM	Conselho de Política Ambiental do Distrito Federal
DF	Distrito Federal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPV	Fotovoltaico Flutuante
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
Ibram	Instituto Brasília Ambiental
IEC	International Electrotechnical Commission
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

ISO	International Organization for Standardization
kWh	Quilowatt-hora
kV	Quilovolt
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum power point tracking
MW	Megawatt
MWp	Megawatt-pico
NBR	Norma Técnica
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
PID	Potential Induced Degradation
PROGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RA	Região Administrativa
SIG	Sistema de Informação Geográfica
STC	Standard Test Conditions
UHE	Usina Hidrelétrica
UV	Ultravioleta
WWF	World Wide Fund for Nature

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Aspectos Legais	16
1.2	Objetivo Geral	17
1.2.1	Objetivos Específicos	18
2	METODOLOGIA	19
3	REFERENCIAL TEÓRICO	21
3.1	Detalhamento do Sistema Fotovoltaico Flutuante	21
3.1.1	Módulo Fotovoltaico	22
3.1.2	Plataformas Flutuantes	23
3.1.3	Sistema de Ancoragem e Amarração	24
3.1.4	Cabos Elétricos e Conectores	25
3.2	Panorama dos Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes, SIG e ODS	25
4	ESTUDO DE CASO	34
4.1	Caracterização da Área Estudada	34
4.1.1	Localização da área de estudo	34
4.1.2	Demanda Elétrica e Potencial Fotovoltaico no DF	35
4.1.3	Irradiação Solar	37
4.1.4	Parâmetros de Conexão com a Rede	39
4.1.5	Batimetria	42
4.1.6	Aspectos Ambientais	43
4.2	Projeto Proposto	45
4.2.1	Localização da usina FPV	46
4.2.2	Projeto do Sistema Fotovoltaico	47
5	MODELAGEM E SIMULAÇÃO NO PVSOL	63
5.0.1	PVSol	63
5.0.2	Dados Climatológicos	64
5.0.3	Esquema de ligação	64
5.0.4	Sombreamento	66
5.0.5	Limites de Configuração	67
5.0.6	Geração de Energia	68
5.0.7	Resultados	71
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	74

REFERÊNCIAS **76**

1 Introdução

Um dos fundamentos da sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis (TOLMASQUIM, 2012). Dessa forma, o fomento a renováveis no Brasil busca diversificar a matriz energética, a fim de diminuir seus impactos sociais e ambientais e promover a segurança energética (SILVEIRA, 2016).

As fontes de energias renováveis atingiram a potência instalada de 2.799 GW no mundo ao final de 2020, sendo a fonte solar e eólica responsáveis pelo domínio da expansão da capacidade instalada, com 127 GW e 111 GW de novas instalações em relação ao ano anterior (IRENA, 2021).

No ano de 2021, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil alcançou 175.517 MW no mês de abril, sendo a fonte solar fotovoltaica responsável por apenas 1,88 % do total, que corresponde a, aproximadamente, 3.296 MW (ANEEL, 2021). Espera-se que o Brasil alcance 8% da matriz elétrica proveniente da fonte solar até o ano de 2029 (EPE, 2020c).

Tendo em vista esses aspectos, é factível dizer que o país vem buscando novas estratégias visando manter sua matriz de energia renovável e desenvolver e incentivar novas iniciativas de baixo carbono (BONDARIK; PILATTI; HORST, 2018).

Novas tecnologias e métodos de instalação estão emergindo a medida que a tecnologia fotovoltaica se torna mais barata e acessível ao redor do mundo. Especificamente, os sistemas fotovoltaicos flutuantes (FPVs) estão se tornando um nicho competitivo e viável no mercado, uma vez que sua instalação em corpos d'água oferece uma alternativa à instalação tradicional em áreas secas, tais como solo ou telhados (FILHO, 2018).

Devido ao aumento do custo de aquisição de terrenos para usinas fotovoltaicas o ambiente de laminas d'água dos reservatórios e do mar são alternativas para a instalação de sistema FPVs (TRAPANI; MILLAR, 2013; IHS MARKIT, 2019). Desta forma, o sistema FPV é um passo inovador para os problemas relacionados a disponibilidade de áreas no solo (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Para o melhor aproveitamento do potencial de uma usina FPV fatores como localização geográfica, irradiação solar e batimetria são necessários e diante disso, a abordagem baseada em sistema de informação geográfica (SIG) é constituída de ferramentas que auxiliam na análise espacial e no planejamento de eletrificação.

O Distrito Federal (DF) possui atualmente, aproximadamente, 3 milhões de habitantes, número que vem crescendo significativamente desde a sua construção (IBGE, 2020). Este fator impactou diretamente, de maneira marcante, o uso e ocupação do solo, a configuração urbana e, da mesma forma, o consumo de energia elétrica na capital do Brasil (GDF, 2018).

Iniciado em setembro de 1959, o Lago Paranoá foi criado a partir do barramento do rio Paranoá (FERRANTE et al., 2001 apud TEIXEIRA, 2019). O propósito de criação do Lago Paranoá foi embasado no melhoramento do microclima da região, na disponibilidade de uma nova alternativa de produção energética para o abastecimento da nova capital e no fornecimento de opções de lazer à população (GDF, 2010 apud TEIXEIRA, 2019).

A barragem do Paranoá foi construída para ser a principal fonte de geração de energia da bacia, no entanto, representa apenas 2% da energia consumida do Distrito Federal (PARENTE, 2006). Diante desse cenário, torna-se evidente a necessidade de analisar a inserção de outras fontes a fim de incrementar a disponibilidade de energia no Distrito Federal.

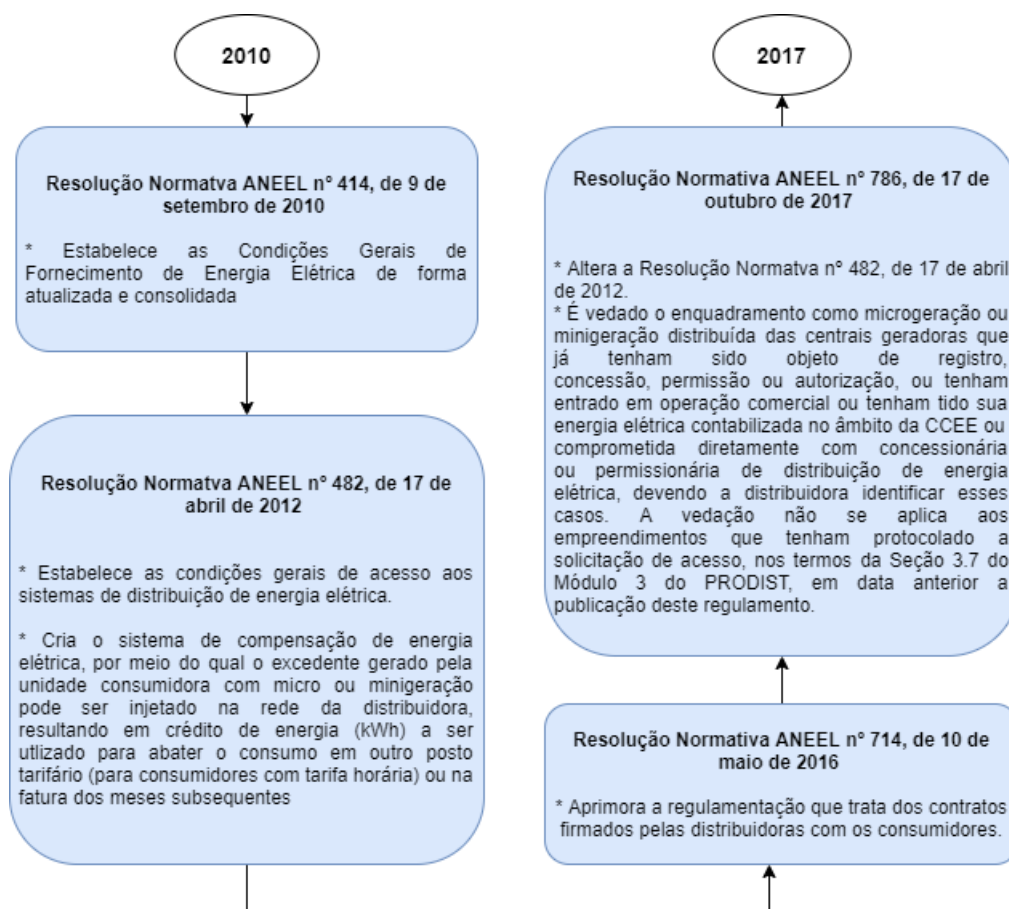
1.1 Aspectos Legais

No Brasil, o marco regulatório no qual se insere a geração solar sofreu modificações importantes nos últimos anos, retirando entraves à inserção dessa alternativa energética na matriz elétrica nacional, a exemplo do que ocorreu em outros países (ETENE, 2018). É possível verificar na Figura 1 as principais resoluções normativas da ANEEL no âmbito da geração solar entre os anos de 2010 a 2017.

Em 2012, por meio da Resolução Normativa (RN) n° 482 da ANEEL, foi criada a possibilidade do consumidor gerar sua própria energia com o sistema conectado à rede da concessionária e, assim, gerar créditos pela energia excedente injetada. A resolução original foi modificada por outras resoluções posteriores, destacando-se a RN da ANEEL n° 517 de 11 de dezembro de 2012, a RN ANEEL n° 687 de 24 de novembro de 2015 e a RN da ANEEL n° 786 de 17 de outubro de 2017 (GASPARIN; BÜHLER, 2018).

Em 2015, o governo federal lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (PROGD), para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica (BONDARIK; PILATTI; HORST, 2018).

Figura 1 – Aspectos normativos no setor fotovoltaico ao longo dos anos.



Fonte – Adaptado de [ETENE \(2018\)](#).

A energia solar no Brasil teve grande impulso a partir de 2016, em razão de avanços no marco legal da geração distribuída e também com queda no preço dos módulos fotovoltaicos ([BEZERRA, 2020](#)). No entanto, atualmente, a grande incerteza para com as concessionárias reside na questão da tributação sobre a energia gerada. Hoje, as concessionárias de energia só tarifam o que é consumido da rede, porém existe a possibilidade dessa situação ser alterada no futuro, o que tornaria esses sistemas menos atrativos ([GASPARIN; BÜHLER, 2018](#)). Neste sentido, uma legislação específica para o segmento forneceria maior segurança jurídica, sendo assim um fator impulsionador de investimentos ([JESUS et al., 2021](#)).

1.2 Objetivo Geral

Esse trabalho tem por objetivo de desenvolver um projeto básico de uma usina fotovoltaica flutuante no espelho d'água do Lago Paranoá - DF, por meio do uso de sistema de informação geográfica para aproveitamento do potencial solar como incremento de disponibilidade de energia no DF.

1.2.1 Objetivos Específicos

Com o auxílio de ferramentas de sistema de informação geográfica e de programas computacionais de simulação o presente trabalho possui como objetivos específicos:

- Identificar e caracterizar a demanda de energia elétrica do DF;
- Avaliar o potencial de geração solar fotovoltaica no DF;
- Selecionar os principais requisitos para implantação de uma usina fotovoltaica com tecnologia flutuante;
- Construir um banco de dados em SIG para verificar a viabilidade técnica de implantação da usina;
- Identificar e selecionar os componentes e equipamentos para a implantação da usina fotovoltaica flutuante;
- Fazer simulações em programas computacionais para estimar a geração de energia do sistema proposto.

2 Metodologia

Inicialmente foi realizada uma pesquisa bibliográfica no portal Periódico CAPES, nas bases *SCOPUS* e *Web of Science*, para a aquisição de artigos mais relevantes da área de estudo. Após isso, foi utilizado o programa Mendeley e o Google Drive para realizar o gerenciamento das referências.

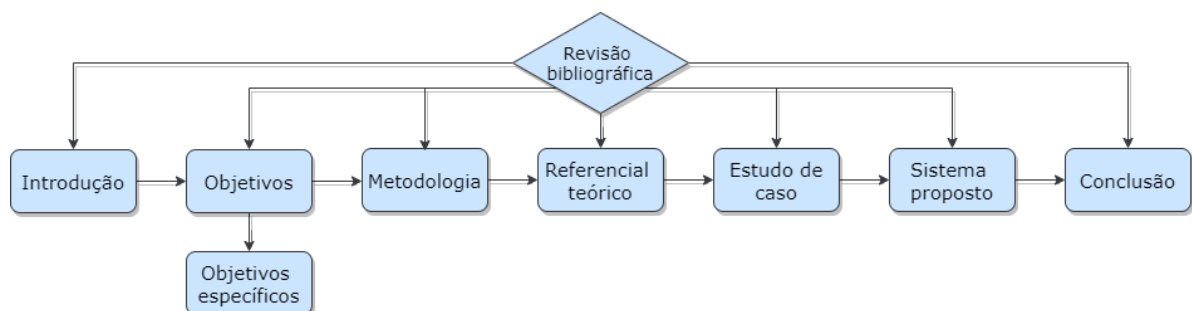
As perguntas realizadas para obtenção dos procedimentos metodológicos foram elaboradas a partir de uma pergunta central: Qual é a viabilidade técnica para implantação de uma usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá - DF ? Seguida de perguntas secundárias:

1. Qual é a demanda de energia elétrica no DF?
2. Qual é o potencial solar fotovoltaico no DF?
3. Qual é o melhor local para instalação da usina?
4. Como integrar e apresentar os resultados?
5. Qual será o equipamento utilizado?
6. Qual é o melhor programa para fazer a simulação?

O presente estudo utilizou o Sistema de Informação Geográfico como forma de auxiliar o método de organização e de construção de mapas que facilitam a análise da viabilidade técnica da usina fotovoltaica. Para isso, base de dados da ADASA, ANEEL, Caesb, Codeplan e INPE foram coletadas e posteriormente manipuladas.

Após a confecção dos mapas, foram definidos os equipamentos e componentes da usina FPV, desta forma, foi possível realizar a modelagem em 3D e a simulação da usina proposta no *software* PVSol.

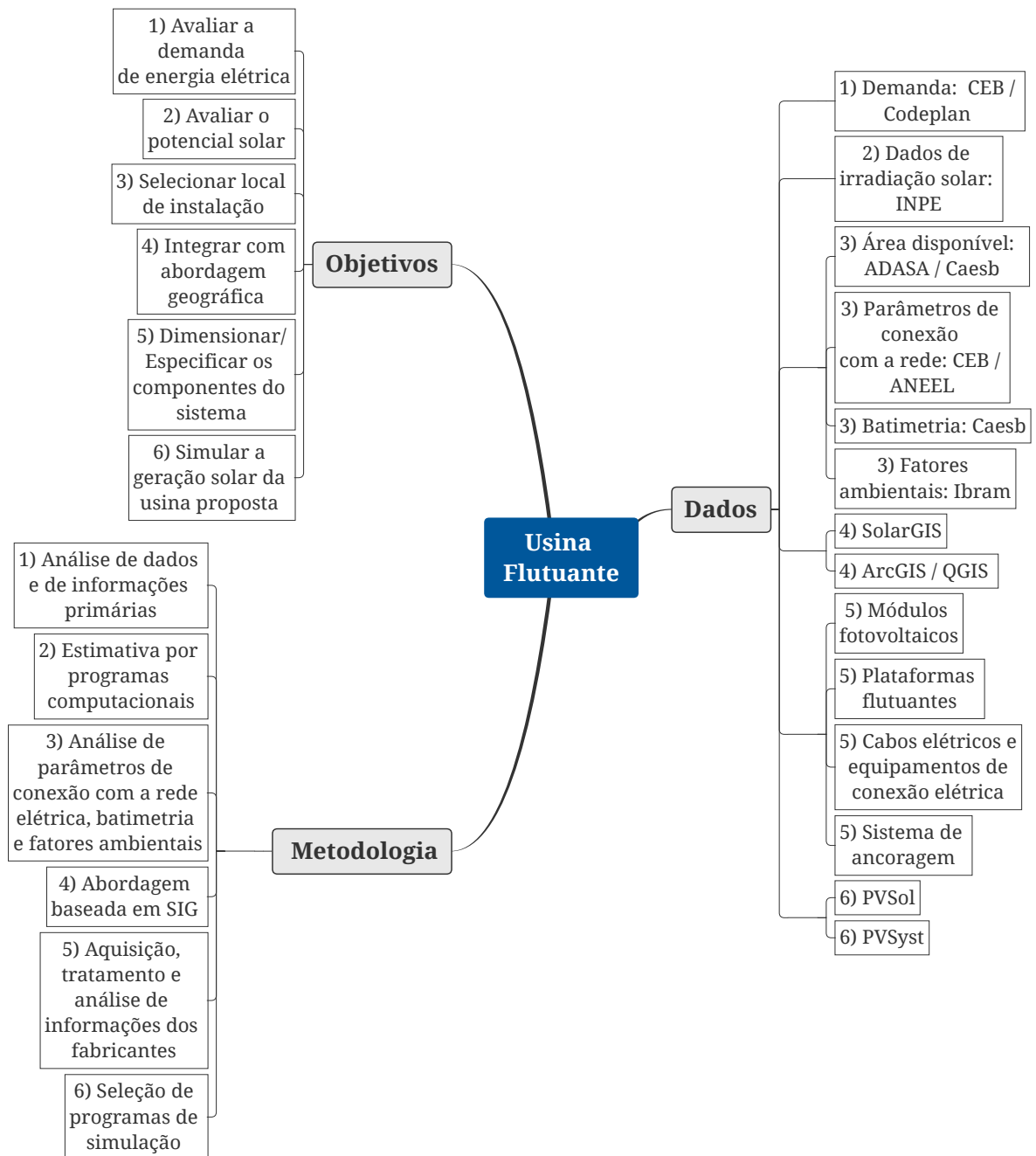
Figura 2 – Fluxograma do Trabalho



Fonte – Autor, 2020.

A estrutura de trabalho para o estudo será apresentada seguindo a sequência lógica indicada no fluxograma da Figura 2. Conforme forem apresentados os resultados os procedimentos metodológicos específicos serão detalhados.

Figura 3 – Estrutura Operacional do Trabalho



Fonte – Autor, 2020.

Com o objetivo de ter uma boa reflexão e uma visão sistêmica do trabalho foi utilizado o mapa mental como ferramenta para direcionar a metodologia e obter os dados, sendo representado na Figura 3.

3 Referencial Teórico

Neste capítulo serão abordadas as principais características dos equipamentos de um sistema fotovoltaico aplicados ao modelo flutuante, bem como, apresentar o panorama mundial de instalações com esta tecnologia. Diante de conceitos de Sistema de Informação Geográfica e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável serão abordados os parâmetros espaciais e socioambientais aplicados ao uso de energia renovável.

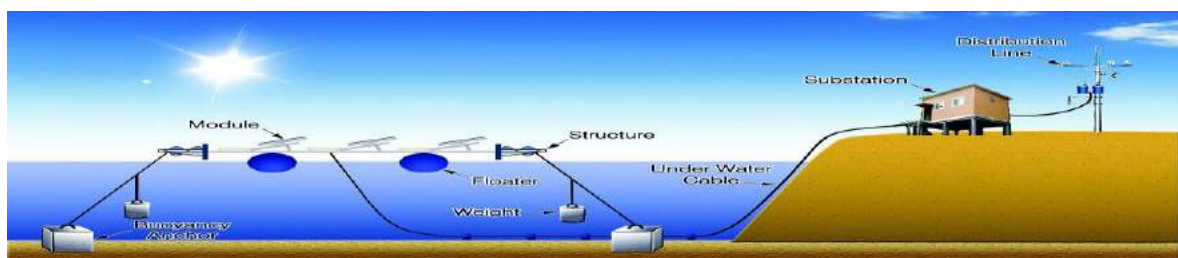
3.1 Detalhamento do Sistema Fotovoltaico Flutuante

Os principais tipos de instalação de sistema fotovoltaico são representados como: montagem no solo, em telhados, em canais, offshore e flutuante (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). A diferença entre os sistemas montados no solo e os flutuantes ocorre pelo uso de plataformas flutuante ancoradas. Como o objetivo deste trabalho é a aplicação em sistemas FPVs, serão abordadas as particularidades deste tipo de tecnologia.

Arranjos FPVs ainda estão em fase de desenvolvimento e estudo, ou seja, a definição final sobre os formatos, configurações ou materiais mais apropriados para os flutuadores, bem como qual o melhor arranjo dos módulos, dependem do local onde serão aplicados (STRANGUETO, 2016). No entanto, estudos atuais visam definir requisitos e diretrizes que podem ser aplicados de maneira prática a todos os projetos FPVs (DNV GL, 2020).

Em geral, a tecnologia FPV é constituída de módulos fotovoltaicos, plataformas flutuantes, sistema de ancoragem e cabos elétricos (todo o sistema elétrico que interliga a geração à transmissão) (CHOI, 2014), como representado na figura 4. Diante disso, cada componente será detalhado nos tópicos a seguir.

Figura 4 – Configuração do Sistema Fotovoltaico Flutuante.



Fonte – Choi (2014).

3.1.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o componente responsável por realizar a conversão da radiação solar em energia elétrica e assim como em projetos convencionais, são utilizados módulos policristalinos ou monocristalinos em instalações de usinas flutuantes.

Cabe ressaltar que, diante do crescente número de instalação deste tipo, surge a necessidade de alternativas para mitigar problemas ocasionados pela umidade em função da proximidade dos módulos com a água (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Nesse aspecto, o design de sistemas FPV's deve considerar aceleradores na taxa de degradação, como o *Potential Induced Degradation* (PID), que facilita a ocorrência de correntes de fuga devido às imperfeições no isolamento do módulo (ESMAP; SERIS, 2019a). Para isso, os módulos instalados devem seguir algumas certificações e garantias listadas abaixo.

- Certificação ISO 9001 - Qualidade do módulo;
- Certificação IEC 61215 - Durabilidade do módulo (carregamento de vento);
- Certificação IEC 62804 - Degradação induzida por potencial (PID);
- Garantia de qualidade pelo fabricante do módulo;

A perda de eficiência nos módulos fotovoltaicos está diretamente relacionada ao aumento da temperatura, que, para as tecnologias de silício, atualmente predominantes, é da ordem de 0,4 a 0,5%/°C (EPE, 2020b). Em usinas FPV's, a eficiência desses sistemas é superior aos sistemas fotovoltaicos convencionais devido ao efeito de resfriamento da água e por apresentarem menor deposição de poeira podendo chegar ao acréscimo de energia entre 10 e 12,5% dependendo da localização, do clima da região e da estrutura de flutuação utilizada (RANJBARANA et al., 2019; CHOI, 2014; SACRAMENTO et al., 2015; UEDA TSURUGI SAKURAI, 2008; REC, 2018).

Os módulos fotovoltaicos quando expostos a rígidas cargas de vento e água podem sofrer a formação de trincas celulares, devido as suas propriedades mecânicas limitadas (KAJARI-SCHRODER; KUNZE; KONTGES, 2011). Nesse sentido, a partir da norma ABNT NBR 6123/88, pode-se obter uma metodologia de cálculo das velocidades de vento, bem como das forças resultantes em elementos estruturais e com isso, mitigar problemas ocasionados por intempéries (SILVÉRIO, 2018).

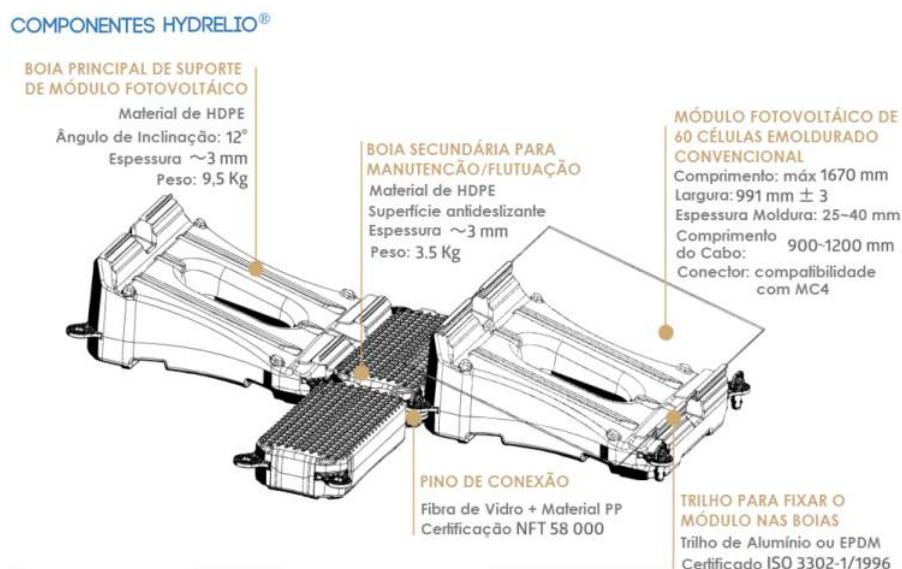
O PID é ocasionado por imperfeições no isolamento dos módulos e causam correntes de fuga (BORBA; NOVAK, 2018). Estudos apontam que o aumento da umidade impacta diretamente nas correntes de fuga dos módulos (HOFFMANN; KOEHL, 2014). Em virtude disso, a maioria das plantas FPV's instaladas utilizam módulos de vidro duplo, o que permite uma permeabilidade muito próxima de zero, assim, a PID é minimizada (PINTO; STOKKERMANS, 2020).

3.1.2 Plataformas Flutuantes

As plataformas flutuantes são compostas por estruturas e flutuadores que permitem a instalação do módulo fotovoltaico (CHOI, 2014). Esse componente é responsável por manter a flutuabilidade e a estabilidade do arranjo fotovoltaico. Os flutuadores são feitos normalmente de polietileno de alta densidade (PEAD), e possuem características adequadas a aplicação como resistência à tração, raios UV e a corrosão (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Em 2012, foi desenvolvida pela empresa Ciel et Terre uma plataforma flutuante modular fabricada em PEAD. Neste modelo, denominado Hydrelío, a boia principal, responsável por suportar e fornecer inclinação aos módulos fotovoltaicos é conectada a boia secundária, que são usadas como passarelas de manutenção (CIEL ET TERRE, 2020).

Figura 5 – Plataforma flutuante Hydrelío "pure-float".



Fonte – CIEL ET TERRE (2020).

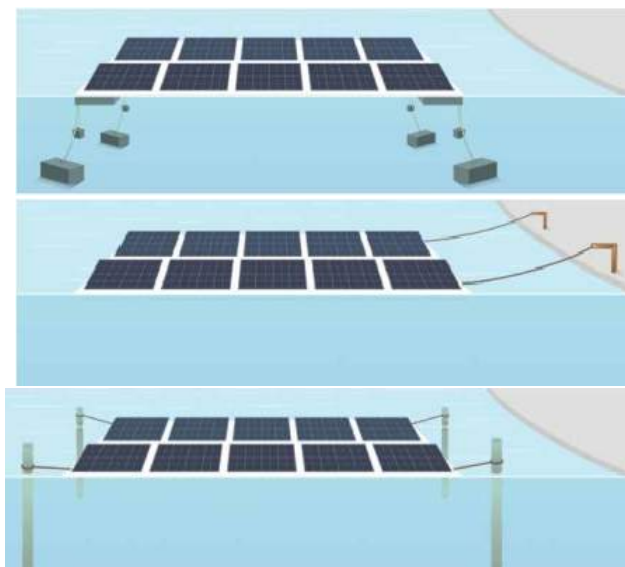
Este tipo de estrutura flutuante é classificada como isolada ou "pure-float", pois os flutuadores são especialmente projetados para apoiar diretamente os módulos fotovoltaicos. Além desse, existem outros tipos de tecnologias de estruturas flutuantes como treliçadas de metal e membranas/tapetes especiais (ESMAP; SERIS, 2019b).

Projetos modulares normalmente utilizam estruturas isoladas e permitem que o tamanho das usinas fotovoltaica seja escalável. A permissão para rotação na conexão intermodular facilita a instalação e o lançamento do arranjo FPV de uma rampa de costa para o corpo de água, isso pode reduzir significativamente o tempo de instalação da usina (DAI et al., 2020).

3.1.3 Sistema de Ancoragem e Amarração

O sistema de ancoragem é um conjunto de linhas de ancoragem compostas por diferentes materiais, amarras, cabos de atracamento, manilhas e âncoras, que transferem os esforços que agem sobre a plataforma para o fundo do lago (RODRIGUES *et al.*, 2019). A Figura 6 reinterpreta os principais tipos de sistemas de ancoragem.

Figura 6 – Tipos de sistemas de ancoragem: (a) Ancoragem inferior, (b) em bloco e (c) pilar ou estacas.



Fonte – ESMAP e SERIS (2019b).

Em um sistema FPV, o sistema de amarração mantém os painéis na mesma posição e seu projeto depende dos seguintes parâmetros de entrada (ESMAP; SERIS, 2019b):

- Batimetria (incluindo condições do solo abaixo da superfície);
- Variação no nível da água;
- Características do vento e das ondas;
- Qualidade da água;

Uma vez definidas essas características principais, é possível decidir como gerenciar correntes ou cabos que podem ser fixados em blocos de amarração de concreto ou em postes de amarração (ROSA-CLOT; TINA, 2018).

A aplicação do sistema de ancoragem em blocos é comumente utilizada em lagoas pequenas e com pouca profundidade, no entanto, a maioria das instalações flutuantes é ancorada no fundo. Reservatórios com variações significativas do nível d'água exigem

um estudo mais aprofundado para o dimensionamento do sistema de ancoragem (EPE, 2020b).

3.1.4 Cabos Elétricos e Conectores

A eletricidade é gerada nos módulos fotovoltaicos e transportada para os equipamentos elétricos (inversores e transformadores) por meio dos cabos, com isso, a energia pode ser alimentada à rede. Atualmente, os projetos existentes mantêm a fiação acima da água. Assim, cabos com classificação adequada (IP67) e caixas de derivação à prova d'água são importantes em projetos FPVs (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

O gerenciamento de cabos em instalações FPVs requer um planejamento cuidadoso durante as fases de projeto e implementação. Os comprimentos e rotas dos cabos precisam ser planejados e calculados com cuidado. A folga deve acomodar o movimento das ilhas flutuantes e as variações nos níveis da água (ESMAP; SERIS, 2019a).

Os inversores possuem como principal tarefa converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA) para atender os padrões da rede local. Eles podem ser organizados em configurações de strings ou centrais, sendo que a última alternativa é considerada mais adequada para plantas com escalas maiores (IFC, 2015).

Alguns inversores podem ser integrados aos transformadores, com cabos de média tensão conectando os transformadores à rede de transmissão (ESMAP; SERIS, 2019b). Com isso, todos os dispositivos e equipamentos necessários para converter CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em CA e conectá-la à rede de média tensão podem ficar acondicionados em um Eletrocentro (RODRIGUES et al., 2019).

Os Eletrocentros são salas metálicas, construídas sob uma base (Skid), totalmente estruturada capaz de abrigar transformadores, cubículos de média tensão, painéis de baixa tensão, entre outros equipamentos elétricos e aplicações, que garantem uma solução compacta e flexível (BAMMESBERGER, 2020).

No Brasil, a WEG fornece um Eletrocentro com designer modular para a aplicação solar fotovoltaica. Comissionado e testado em fábrica, o sistema é fornecido pronto para receber as ligações externas para as cargas, tanto de entrada de energia quanto de saída, além das redes e periféricos necessários. Juntamente com o Eletrocentro, é entregue o projeto completo de documentação técnica (WEG, 2020b).

3.2 Panorama dos Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes, SIG e ODS

A primeira usina FPV foi instalada em 2007 como projeto piloto com capacidade instalada de 20 kW em Aichi, Japão. Mais tarde, em 2008, ocorreu a primeira instalação em

escala comercial na vinícola Far Niente, Califórnia, EUA. Estes projetos de pequena escala tinham como objetivo a pesquisa e a demonstração da tecnologia flutuante (TRAPANI; SANTAFE, 2015). Ao longo dos anos, a tecnologia flutuante integrou características de usinas montadas no solo, as quais, foram elencadas em marcos na Tabela 1.

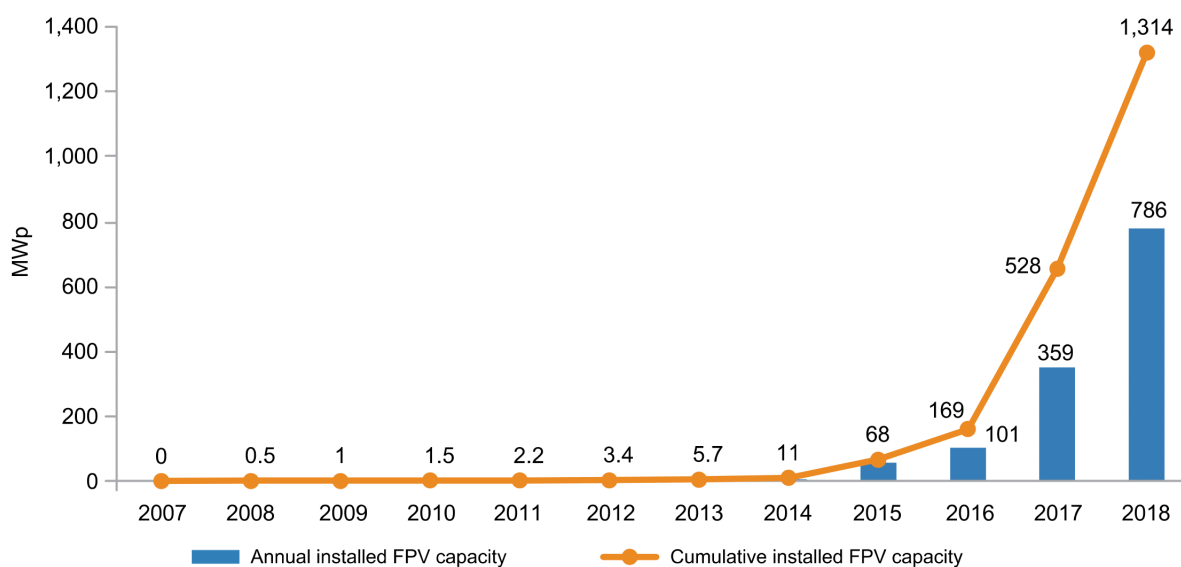
Tabela 1 – Marcos de instalações de sistemas FPVs.

Marcos	Potência (kWp)	Região/País	Ano
1ª usina FPV	20	Aichi, Japan.	2007
1ª usina FPV comercial	175	Califórnia, EUA.	2008
1ª usina FPV com rastreamento	200	Suvereto, Itália.	2010
1ª usina FPV em escala MW	1.180	Saitama, Japão.	2013
1ª usina FPV com microinversor	300	Fukuoka, Japão.	2016
1ª usina FPV híbrida (solar e hidro)	220	Montalegre, Portugal.	2016

Fonte – Adaptado de ESMAP e SERIS (2019b).

Desde então, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos flutuantes no mundo aumentou de 11 MWp em 2014 para aproximadamente 1.300 MWp no ano de 2018, conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Capacidade Instalada Global de sistema FPV entre os anos de 2007 a 2018.



Fonte – ESMAP e SERIS (2019b).

Atualmente, a Ásia está liderando o mercado de energia solar flutuante (SOLAR-PLAZA, 2020). Para fazer um melhor inventário das capacidades e locais desses projetos foi compilado na Tabela 2 e apresentado as 15 maiores usinas FPVs do mundo.

Tabela 2 – Maiores sistemas FPVs no mundo.

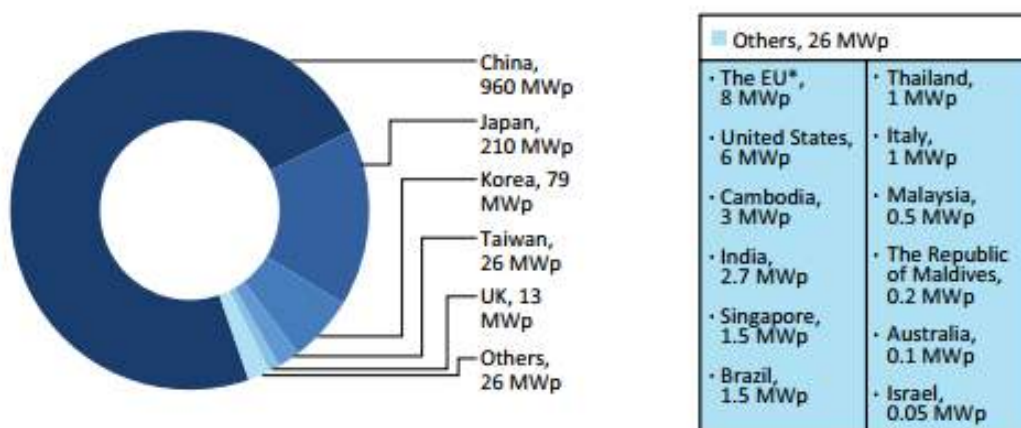
Rank	Potência (MWp)	País	Ano de Operação
1	150	China	2018
2	150	China	2019
3	130	China	2018
4	102	China	2017
5	100	China	2018
6	100	China	2019
7	70	China	2019
8	50	China	2018
9	47,5	Vietnã	2019
10	40	China	2017
11	31	China	2018
12	17	França	2019
13	14,50	Holanda	2019
14	13,74	Japão	2018
15	12,50	Tailândia	2018

Fonte – Adaptado de [Solarplaza \(2020\)](#).

A China lidera o mercado fotovoltaico flutuante, mas outros países asiáticos como Coreia e Japão, além de países europeus como França, Holanda tiveram instalações operacionais ou de pesquisa no final de 2018.

O desenvolvimento de projetos FPVs aumentou, o que fez com que de todos os nichos do mercado fotovoltaico, a tecnologia flutuante seja a que mais se desenvolve ([IEA, 2019](#)). A Figura 8 representa a supremacia dos países asiáticos frente a capacidade instalada de usinas FPVs.

Figura 8 – Instalações Globais de Sistemas FPVs.



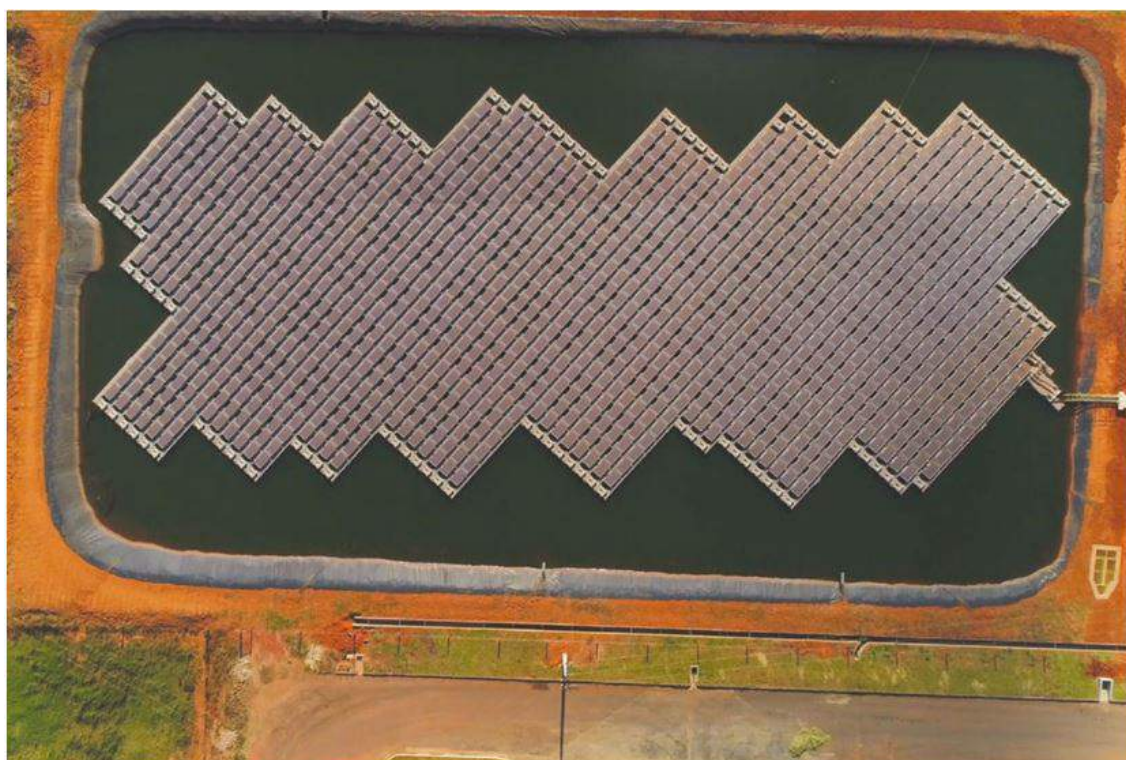
Fonte – [TERI \(2019\)](#).

O Brasil é um país que possui grande parte da matriz elétrica proveniente da fonte hídrica o que o faz ter potencial para instalações de usinas FPVs. Diante disso, [Strangueto \(2016\)](#) apresenta a existência de um grande potencial ainda inexplorado pela geração FPV.

Em 2015, foram anunciadas pelas empresas Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) e Eletronorte projetos-pilotos de usinas FPVs de 5 MWp nos reservatórios das usinas hidrelétricas de Balbina, na Amazônia, e Sobradinho, na Bahia. Já em 4 de março de 2016, a primeira instalação fotovoltaica flutuante no Brasil foi inaugurada no reservatório de Balbina, com uma área de apenas 60 m², considerada uma fase inicial do projeto piloto e com o objetivo de ampliação para 5 MW até a conclusão ([GALDINO; OLIVIERI, 2017](#)).

Ainda em 2016, foi instalada uma usina FPV no reservatório da UHE Porto Primavera, em Rosana, São Paulo, com potência instalada de 50 kW ([SP, 2016](#)). Ao final de 2016, foi instalada a primeira usina fotovoltaica flutuante em propriedade rural do Brasil. O sistema é conectado à rede, conta com 1.150 módulos fotovoltaicos totalizando 304 kWp e foi implementada sobre um lago de uma fazenda localizada em Cristalina, Goiás ([SUNLUTION, 2016](#)). A Figura 9 apresenta a usina na Fazenda Figueiredo.

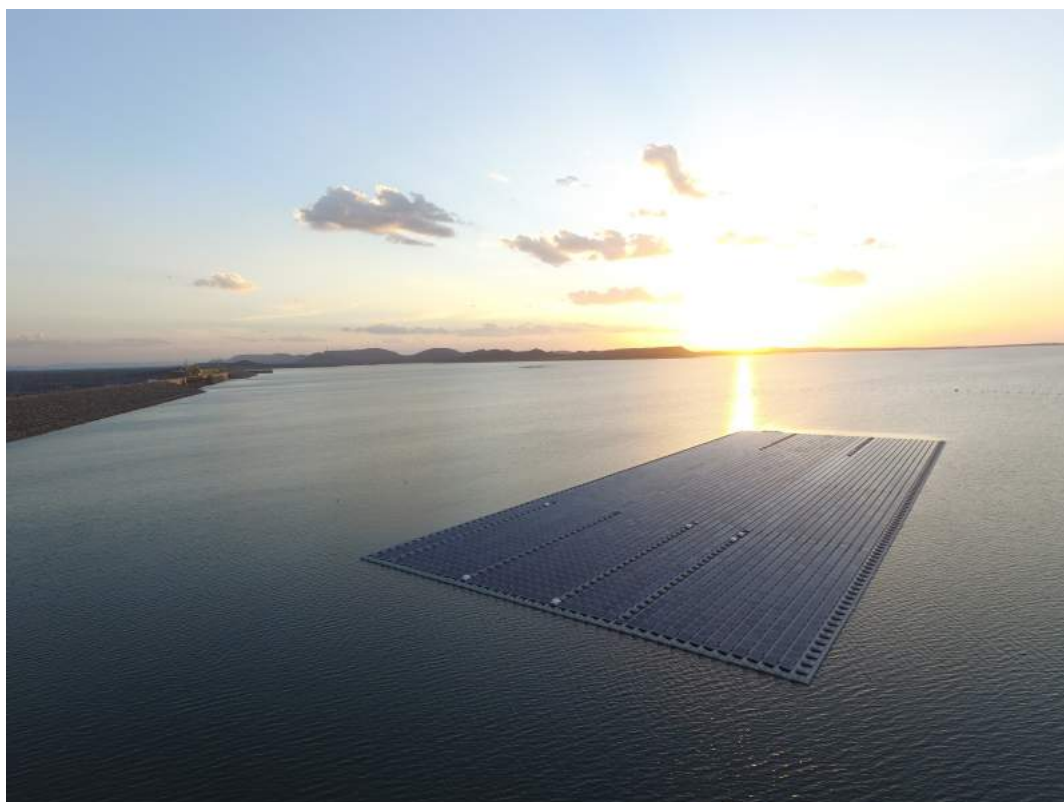
Figura 9 – Usina FPV instalada na Fazenda Figueiredo.



Fonte – [Ciel Et Terre \(2020\)](#)

Em 2019, no rio São Francisco, Bahia, foi implementado pela Chesf a usina FPV de Sobradinho com 3.792 painéis, estendendo-se por uma área total de 11 mil m² e uma potência de geração de 1 MWp, sendo o maior sistema fotovoltaico flutuante do país. A Chesf prevê, também, a instalação de uma usina FPV de 1,25 MWp no reservatório da Usina Hidrelétrica de Boa Esperança, no Piauí, a ser instalada em 2020 (CHESF, 2019).

Figura 10 – Usina FPV instalada no reservatório de Sobradinho.



Fonte – MTEC (2020).

A motivação do Brasil em instalar usinas FPVs em reservatórios de hidrelétricas é justificada por ser um dos melhores locais para instalação de módulos fotovoltaicos (RODRIGUES; RAMALHO; MEDEIROS, 2020). De forma que, quando uma usina solar se combina com uma hidrelétrica, é possível armazenar a eletricidade gerada sem alterar as instalações das hidrelétricas (MAUÉS, 2019).

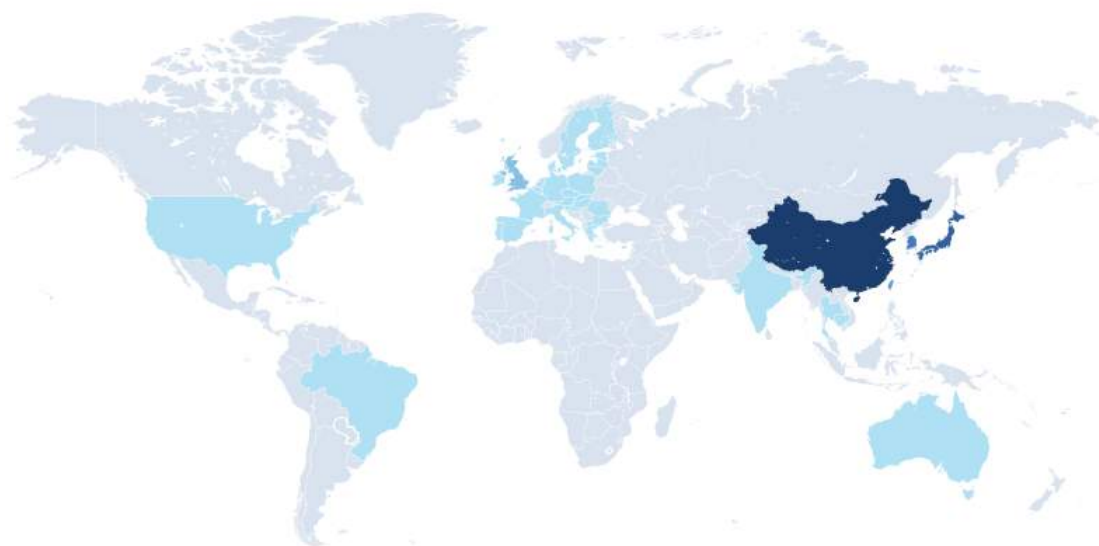
A energia solar gerada pode permitir uma redução correspondente no fluxo de água através das turbinas hidrelétricas, conservando essa água para uso posterior e, com isso, aumentar a produção de energia disponível, aproveitando melhor a conexão da rede da usina hidrelétrica (MAUÉS, 2019).

Para o planejamento energético, fatores como área disponível, dados de irradiação direta, tecnologia de geração e parâmetros de conexão com a rede são essenciais e interferem diretamente nas tomadas de decisões. Com isso, o sistema de informação geográfico

(SIG) permite realizar a identificação, a manipulação e a análise de dados importantes de ambientes espaciais (JUCÁ; CARVALHO; JÚNIOR, 2006).

O SIG é uma importante ferramenta para o desenvolvimento das energias renováveis no Brasil, haja vista as dimensões territoriais, aspectos naturais e diversidade de recursos naturais do país. O SIG permite que a informação seja tratada o mais próximo da realidade, oferecendo diversas alternativas e cenários do ponto de vista econômico, social e ambiental (JUCÁ; CARVALHO; JÚNIOR, 2006). A localização dos sistemas FPVs no mundo podem ser observados por meio de um SIG, conforme apresentado pela Figura 11.

Figura 11 – Distribuição de usinas FPVs pelo mundo.



Fonte – TERI (2019).

O desenvolvimento de um modelo de suporte à decisão que integra o SIG a vários critérios pode promover a determinação do local ideal para a energia solar e, consequentemente, auxiliar na maximização da potência gerada, contribuindo com a redução dos custos e ajudando no planejamento de futuros projetos (YAHYAOU, 2018).

Diante disso, serão apresentados no Quadro 1 alguns estudos envolvendo o uso de SIG em abordagens de usinas fotovoltaicas e suas respectivas contribuições.

Quadro 1 – Resumo de contribuições.

Autores	Título do trabalho	Contribuições
Silva, Magrini e Branco (2020)	<i>"A multicriteria proposal for large-scale solar photovoltaic impact assessment"</i>	A abordagem foi projetada para fornecer as magnitudes de avaliação dos impactos de diferentes projetos (PV flutuante ou terrestre) e estimar cenários de acordo com as opiniões de diferentes partes interessadas. Pontuações, histogramas e matrizes para cada nível são mostrados para que os tomadores de decisão possam determinar áreas significativas de impacto e alocar medidas de mitigação.
Hashemizadeh, Ju e Dong (2020)	<i>"A combined geographical information system and Best-Worst Method approach for site selection for photovoltaic power plant projects"</i>	Foi utilizado uma abordagem de tomada de decisão multicritério para a seleção do local de instalação da usina. Mapas do SolarGIS, bem como várias ferramentas do ArcGIS são utilizadas no estudo e como resultado a metodologia apresentada pode ajudar Pequim e outras cidades a formar e colocar em prática um portfólio de investimentos em energia sustentável.
Prinsloo (2019)	<i>"Development of a GIS-Based Decision Support Tool for Environmental Impact Assessment and Due-Diligence Analyses of Planned Agricultural Floating Solar Systems"</i>	A pesquisa abordou a conceituação, projeto e desenvolvimento de uma ferramenta de suporte à decisão baseada em GIS para auxiliar os profissionais de impacto ambiental e os projetistas a realizarem análises de escopo ambiental para sistemas FPV planejados no setor agrícola local. O objetivo da pesquisa foi alcançado em um conjunto de ferramentas GIS dedicado, chamado EIAcloudGIS, que possui a funcionalidade de determinar a viabilidade do uso de sistemas FPV relacionando os rendimentos de energia e os impactos ambientais.
Choi, Suh e Kim (2019)	<i>"GIS-Based Solar Radiation Mapping, Site Evaluation, and Potential Assessment: A Review"</i>	Neste estudo, vários artigos publicados sobre métodos e aplicações baseados em GIS para o planejamento e design de sistemas de energia solar foram revisados, onde a tipologia de pesquisa foi definida em três subtópicos; mapeamento de radiação solar, avaliação de local e potencial de avaliação de sistemas fotovoltaicos.

Fonte – Autor, 2020.

A demanda por energia acessível e sustentável fez com que muitos países buscassem alternativas para a geração de energia. Em 2015, a agenda 2030 estabeleceu 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) a fim de acabar com a pobreza, promover a prosperidade e o bem-estar para todos, proteger o meio ambiente e enfrentar as mudanças climáticas (ONU, 2020). A Figura 12 apresenta os objetivos estabelecidos pela ONU.

Figura 12 – Objetivos de desenvolvimento sustentável.



Fonte – ONU (2020).

A utilização da energia solar fotovoltaica como fonte complementar de eletricidade na matriz elétrica brasileira se adequa integralmente ao ODS número 7, "Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos" que possui as seguintes metas:

- 7.1** Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia.
- 7.2** Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global.
- 7.3** Até 2030, dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética.

No que tange à energia fotovoltaica a meta 7.2 dos ODS está diretamente atrelada e prevê um aumento substancial na participação de energia renovável no mix de energia. Cenários de longo prazo traçam vários caminhos para o setor de energia embora um objetivo quantitativo não seja especificado (IRENA, 2020).

O monitoramento e a avaliação do progresso global na busca por serviços de energia sustentáveis, acessíveis, confiáveis e modernos para todos permite a cooperação internacional e a formulação de políticas para alcançar o acesso universal e sustentável à energia até 2030 (IRENA, 2020).

Políticas e medidas para apoiar a implantação de energia renovável estão se tornando cada vez mais comuns em todo o mundo. Em particular, o uso de leilões para estabelecer tarifas competitivas de eletricidade que ganhou popularidade desde 2014 e

logo, em 2018, mais de 106 países realizaram ao menos um leilão de energia renovável em algum momento (IRENA, 2020).

Com as políticas corretas, um aumento nas energias renováveis seria fundamental para avançar não apenas o ODS 7, mas também outros ODS, como o ODS 8, em empregos decentes. Diante disso, o número de empregos em energia renovável em todo o mundo aumentou de 7,3 milhões em 2012 para 11 milhões em 2018 e pode triplicar ainda mais em 2030 (IRENA, 2020).

As metas acordadas no âmbito da Agenda 2030 das Nações Unidas estabeleceram trajetórias capazes de proporcionar o acesso da população a fontes modernas de energia, a preços acessíveis e com alto grau de confiança em seu fornecimento (IPEA, 2019).

Coerente com o propósito de desenvolver políticas que garantam a sustentabilidade ambiental, o Brasil adotou, nas últimas décadas, uma estrutura diversificada de órgãos, políticas e programas voltados à ampliação dos investimentos em energias renováveis para a geração de eletricidade e à diminuição da intensidade no uso de combustíveis fósseis (IPEA, 2019).

4 Estudo de caso

Neste capítulo serão apresentados os fatores analisados para viabilidade técnica de implantação da usina flutuante, além de identificar a demanda de energia elétrica no DF e o potencial fotovoltaico na área de estudo. Diante disso, foram utilizados 4 parâmetros para a seleção do local: irradiação solar, conexão com a rede, batimetria e aspectos ambientais.

É válido ressaltar que para a implantação real da usina seriam necessários estudos mais criteriosos e dados mais recentes, porém, foram escolhidos apenas fatores considerados essenciais para a viabilidade técnica da usina.

4.1 Caracterização da Área Estudada

Antes de tudo, é importante fazer uma breve abordagem do território onde será feito o estudo, desse modo, serão citados os aspectos físicos, hídricos e climáticos do Distrito Federal.

A cidade está localizada no Planalto Central, Centro-Oeste do Brasil, a $15^{\circ}47'$ de latitude sul e a $47^{\circ}56'$ de longitude oeste e ocupa uma área de 5.779 km^2 . Diferentemente dos estados do país, o Distrito Federal não é dividida em cidades e bairros e, sim, composta por 33 Regiões Administrativas (RA's), entre estas, está Brasília (GDF, 2020).

No Distrito Federal se encontram as cabeceiras dos afluentes dos três dos maiores rios brasileiros – o Rio Maranhão (afluente do Rio Tocantins), o Rio Preto (afluente do São Francisco) e os rios São Bartolomeu e Descoberto (tributários do Rio Paraná) (GDF, 2020).

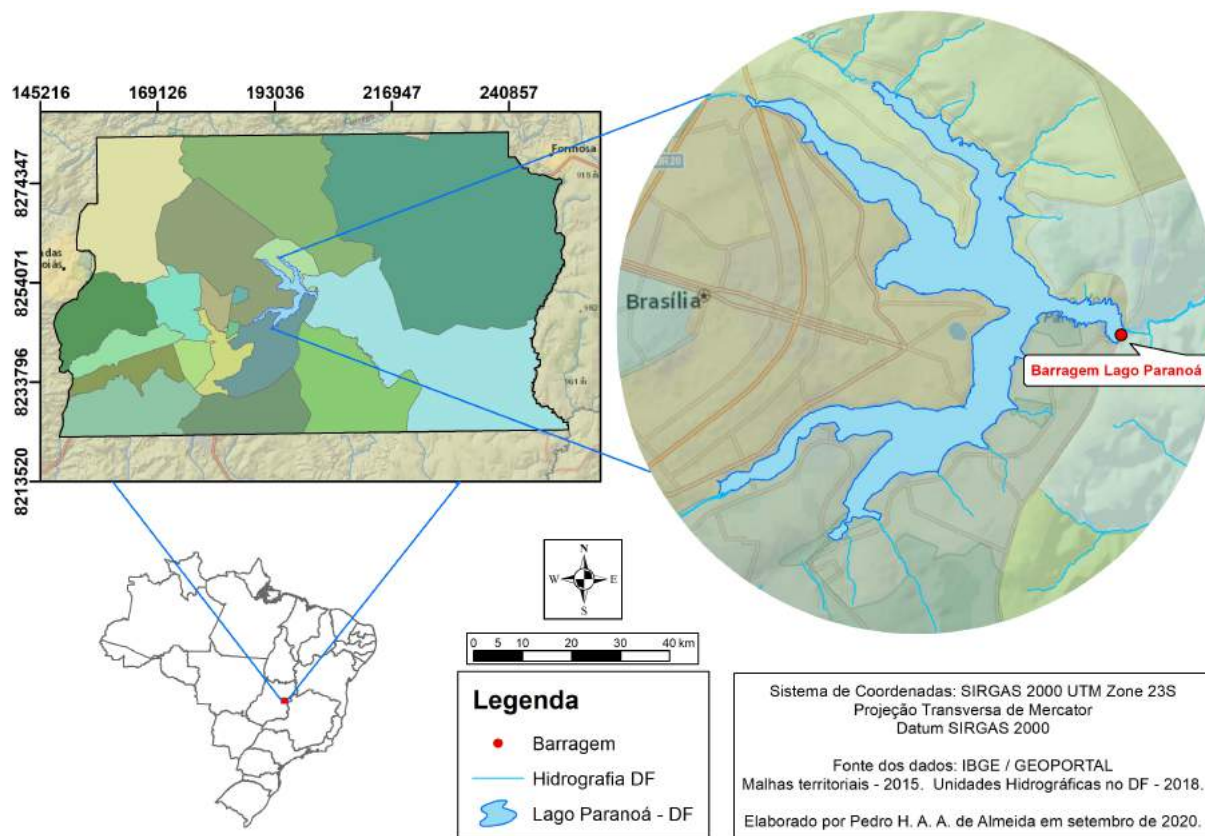
O clima da região é caracterizada pela sazonalidade, na qual, dois períodos se destacam. Assim, os meses de maio e setembro apresentam baixas taxas de precipitação, baixa nebulosidade e alta taxa de evaporação, ao passo que entre outubro e abril os índices se contrastam (CAMPOS, 2004).

4.1.1 Localização da área de estudo

A área de estudo do presente trabalho corresponde ao reservatório do Lago Paranoá localizado na região de Brasília, Distrito Federal, representado pela Figura 13. O lago foi formado a partir do fechamento da barragem do Rio Paranoá em 1959 (FERRANTE et al., 2001 apud DIAS, 2011) e seu reservatório possui um volume total de $4,6 \times 10^8 \text{ m}^3$ com área superficial de $37,53 \text{ km}^2$ (AGUIAR et al., 2019).

A construção do reservatório artificial do Lago Paranoá tinha como um dos objetivos principais o aproveitamento do potencial hidroelétrico. Sendo assim, em 1960, houve o início da construção da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Paranoá e que foi inaugurada, em sua completude, no ano de 1967 (SÁ; SOBRINHO; NASCIMENTO, 2017).

Figura 13 – Mapa de localização da área de estudo.



Fonte – Autor, 2020.

4.1.2 Demanda Elétrica e Potencial Fotovoltaico no DF

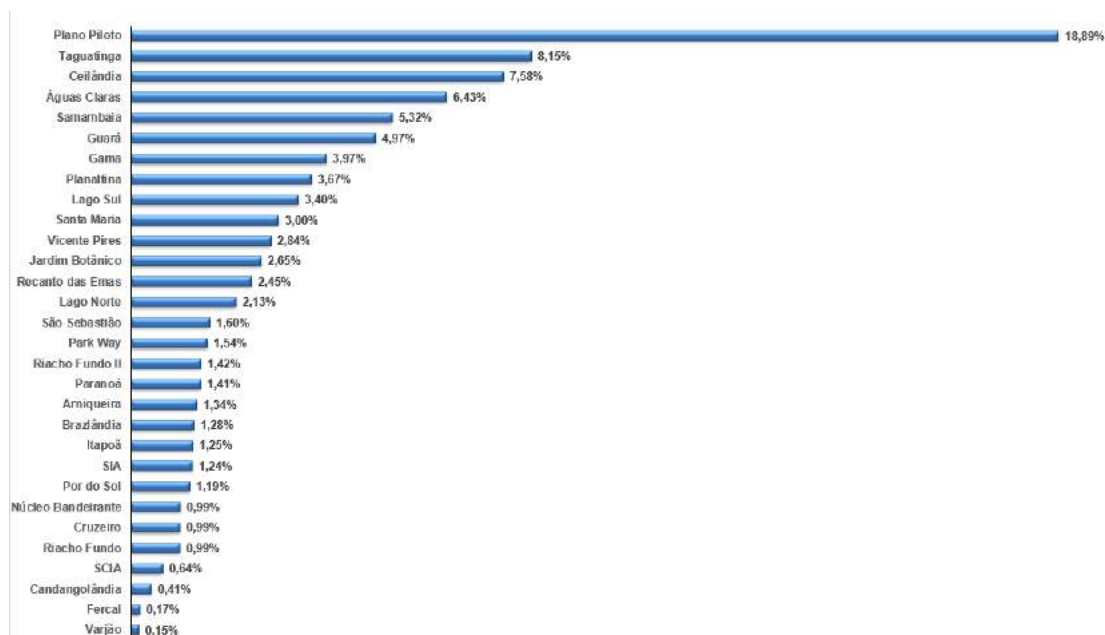
O Governo do Distrito Federal elaborou um plano estratégico a fim de contribuir com a melhoria da infraestrutura e a modernização de sistemas. No âmbito energético, as tendências de aumento do consumo de energia elétrica reforçam a necessidade de diversificação da matriz. Com isso, são estabelecidas metas como o aumento em 25% da geração de energia elétrica provenientes de fontes renováveis até o ano de 2023 (GDF, 2019).

A geração de energia elétrica no Distrito Federal sofreu um aumento de 16,7% entre os anos de 2018 e 2019, sendo a fonte solar responsável por, aproximadamente, 20% do total gerado (EPE, 2020a). Já o consumo de energia elétrica no DF em 2019 foi de 6.315 GWh (EPE, 2020a).

De acordo com dados da CODEPLAN, em Julho de 2020, o consumo total de energia no DF foi de, aproximadamente, 268 GWh. Sendo a região administrativa do

Plano Piloto responsável pelo consumo do 18,89% no mês, destacado pelo consumo das classes comerciais, poder público e iluminação pública e que representa taxas superiores aos das RA's de Ceilândia e Taguatinga juntas. A Figura 14 apresenta o consumo de energia elétrica por RA em porcentagem.

Figura 14 – Consumo de energia elétrica por RA em porcentagem - Julho 2020.



Fonte – Elaborado pelo autor com dados da [CODEPLAN \(2020\)](#).

Dados do número de unidades consumidoras (UC's) também foram coletados, onde o DF possui 1.056.195 UC's e é representado por uma média de consumo de 270,85 kWh. A RA do Plano Piloto, por sua vez, possui 138.303 UC's e média de consumo de 390,81 kWh. Diante disso, a inserção de geradores próximos a carga se torna ainda mais interessante a fim de complementar a matriz elétrica no DF.

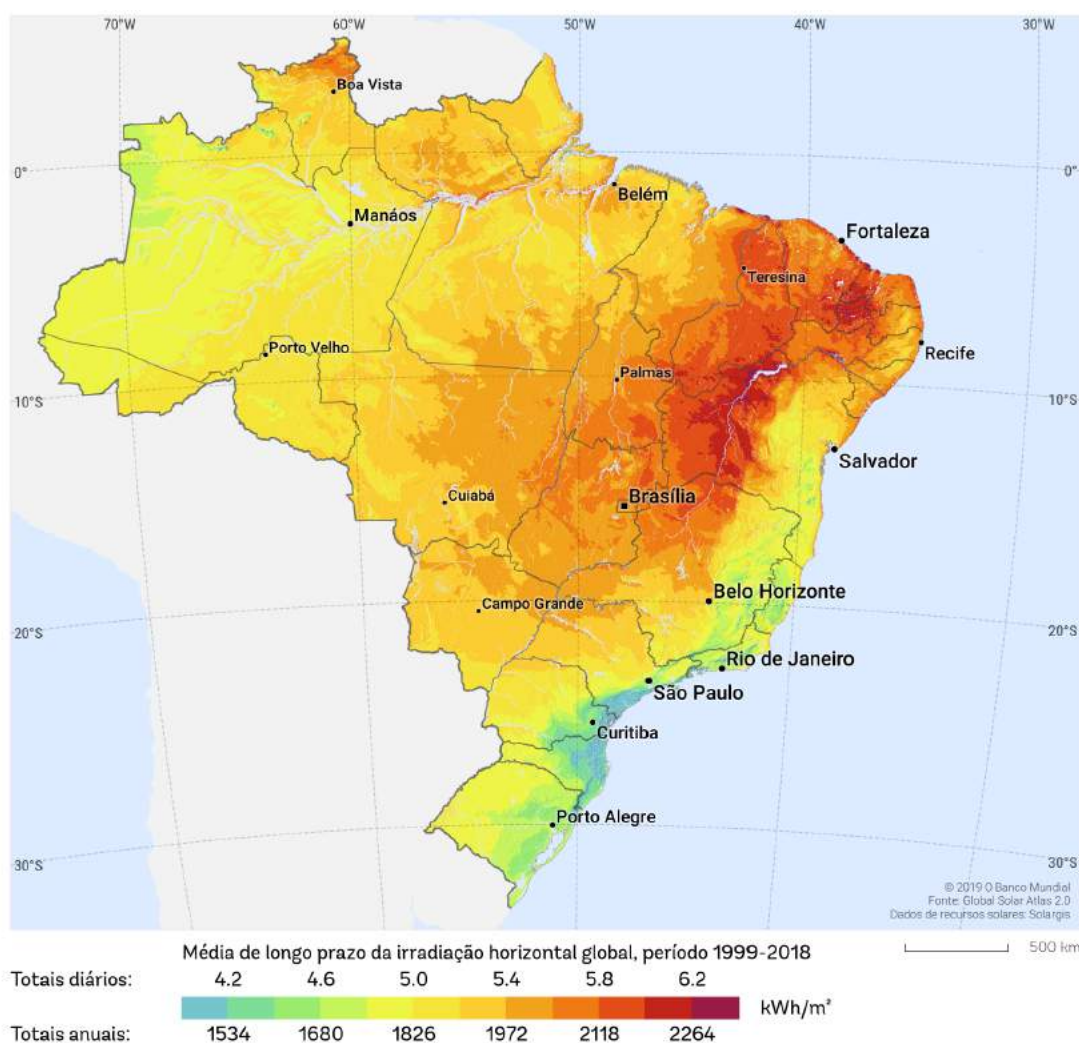
Quanto ao potencial fotovoltaico no DF, a região possui características favoráveis para a aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, cuja irradiação global horizontal é de 5,3 kWh/m².ano. Fatores como localização geográfica, associada a outros indicadores, como baixo índice de nebulosidade e pluviosidade, torna o DF uma região estratégica para a geração de energia solar fotovoltaica ([SAUAIA, 2015](#)).

Diante disso, um estudo elaborado pela Universidade de Brasília (UnB) estima que é possível gerar o equivalente a todo o consumo da Capital Federal com, aproximadamente, 0,41% da área territorial do Distrito Federal cobertas por módulos fotovoltaicos, o que representa apenas 24 km² ([WWF, 2016](#)). Visto isso, tanto a demanda quanto o potencial solar são favoráveis para a implantação de sistemas fotovoltaicos na região.

4.1.3 Irradiação Solar

A irradiação incidida no módulo fotovoltaico é um dos fatores mais importantes para determinar a energia gerada. No Brasil, a irradiação solar anual é elevada e possui uma variação sazonal e interanual baixa devido à localização em uma região tropical (SACRAMENTO, 2015). A média anual da irradiação global horizontal no Brasil varia entre 4,20 kWh/m² x dia a 6,20 kWh/m² x dia, conforme apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Mapa de irradiação global horizontal do Brasil.



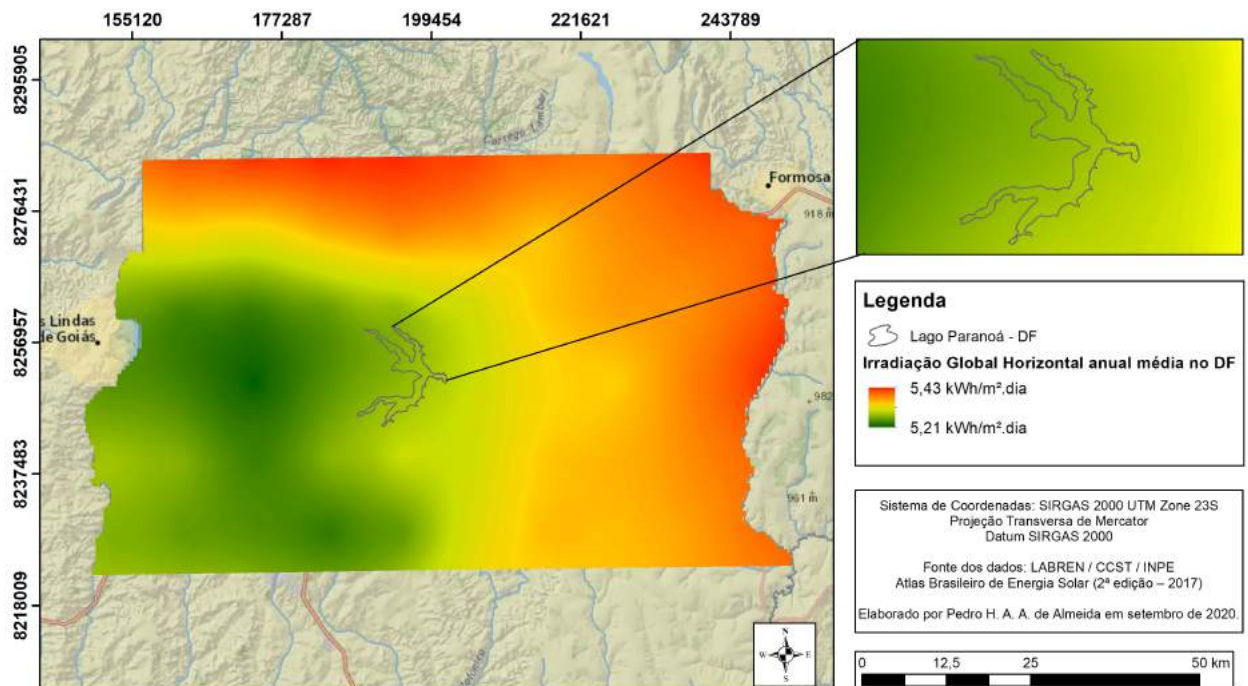
No Centro-Oeste do Brasil, a variabilidade interanual da irradiação global horizontal é dada entre 4,78 kWh/m²x dia e 5,50 kWh/m².dia (INPE, 2017). A fim de se identificar o índice de irradiação exato da área de estudo foram coletados dados de irradiação global horizontal do Brasil na base de dados do INPE pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), onde os arquivos encontram-se em formato *shapefile* do tipo polígono.

A base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar é composta por estimativas fornecidas pelo modelo computacional BRASIL-SR baseadas em 17 anos de imagens de

satélite (1999 a 2015) e possui uma resolução espacial de, aproximadamente, 10 km x 10 km. Diante disso, os arquivos foram convertidos em pontos de irradiação e recortados no limite do DF, por fim, os pontos foram interpolados utilizando o método *kriging*, e assim, constatado uma irradiação global horizontal anual média que varia entre 5,21 kWh/m² x dia a 5,43 kWh/m² x dia no DF.

Já em grande parte da superfície do Lago Paranoá a irradiação global horizontal anual média é de 5,28 kWh/m² x dia, sendo representado pela Figura 16.

Figura 16 – Mapa de irradiação global horizontal anual média do DF.



Fonte – Autor, 2020.

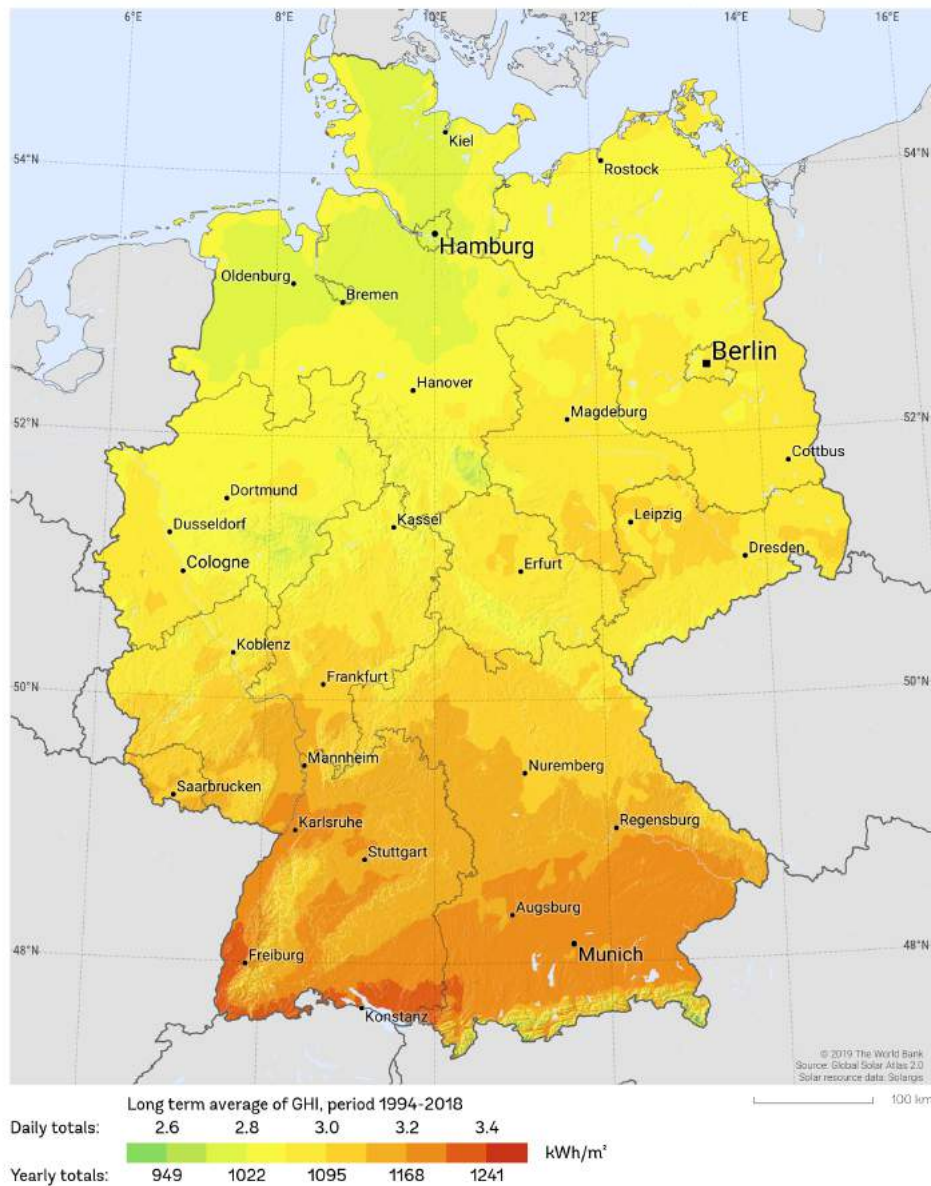
A Alemanha, país com alto percentual de usinas fotovoltaicas na matriz elétrica, possui uma irradiação média entre 2,6 kWh/m² x dia a 3,4 kWh/m² x dia conforme apresentado na Figura 17. É possível perceber que a região Sul do Brasil apresenta um percentual de irradiação em torno de 23% superior ao da Alemanha.

Portanto, é factível dizer que o potencial energético solar brasileiro apresenta uma grande vantagem em comparação com países europeus como, por exemplo, a Alemanha, onde a tecnologia já é bem desenvolvida.

Além disso, outros fatores determinantes são a orientação e inclinação do módulo fotovoltaico que podem ser ajustadas de acordo com a latitude local e a época do ano para a maximização da energia gerada (FERREIRA et al., 2018). No caso do Brasil, que está no hemisfério Sul, devem ter os módulos orientados para o Norte, que é a posição

na qual o mesmo recebe a maior quantidade de radiação durante todo dia (SILVÉRIO, 2018).

Figura 17 – Mapa de irradiação global horizontal na Alemanha.



Fonte – SOLARGIS (2020b).

4.1.4 Parâmetros de Conexão com a Rede

No Distrito Federal, o suprimento de energia elétrica é realizado por Furnas Centrais Elétricas, por meio das subestações de Brasília Sul 345/138 kV, Brasília Geral 230/34,5 kV e Samambaia 500/345/138 kV, com capacidades de 900 MVA, 240 MVA e 675 MVA, respectivamente. Também contribuem as UHE's Corumbá III, Corumbá IV e a PCH Paranoá, com 127 MW, 93 MW e 30 MW de potência instalada (GDF, 2017).

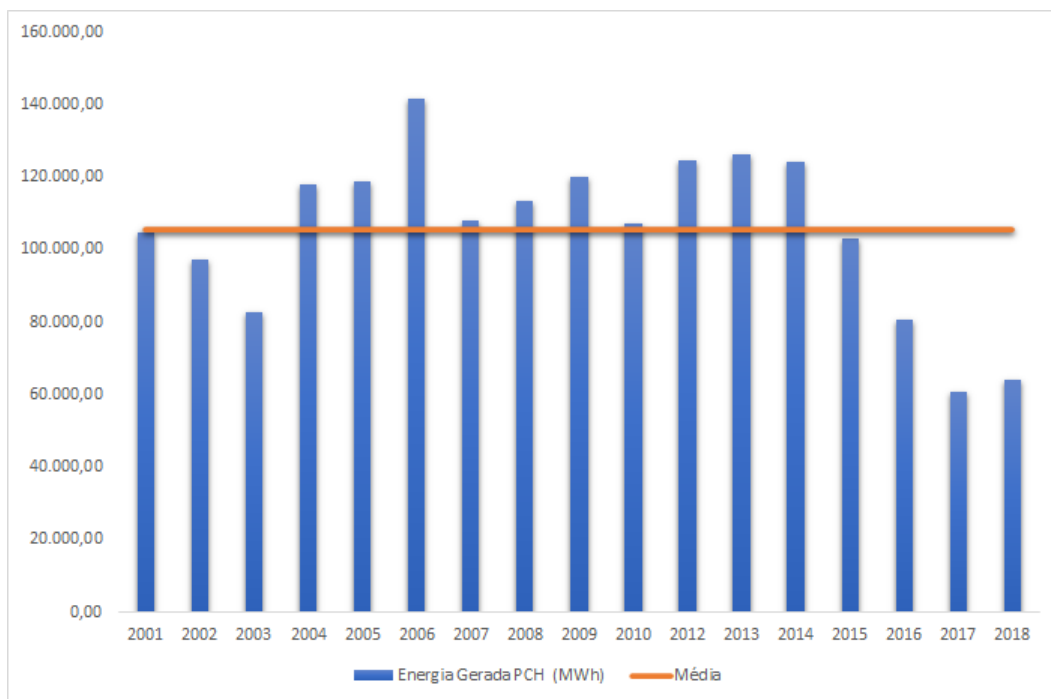
As montagens eletromecânicas da PCH Paranoá iniciaram-se em 1960 e ao longo dos anos passou por processos de repotenciação diante de necessidades técnicas e também de aumento da demanda por energia elétrica da região (SÁ; SOBRINHO; NASCIMENTO, 2017).

Atualmente, a geração de energia na PCH Paranoá sofre com equipamentos defasados e interrupções para manutenções frequentes. Entre os anos de 2012 e 2017 a energia gerada pela PCH decresceu gradualmente de 129.021 MWh para 60.638 MWh.

Além disso, em 2017, foi inaugurado o primeiro posto de captação de água no Lago Paranoá e que, de certa forma, pode prejudicar a geração de energia da PCH. Fato que não foi observado no ano de 2018, pois os valores de precipitação neste ano foram superiores em, aproximadamente, 10% comparados aos valores de precipitação da média histórica entre os anos de 1979-2017 (ADASA, 2018).

Diante disso, a Figura 18 apresenta, em forma de gráfico, a energia gerada pela PCH Paranoá ao longo dos últimos 19 anos, onde a geração média anual é de 105.593,8 MWh.

Figura 18 – Geração de energia elétrica da PCH Paranoá.



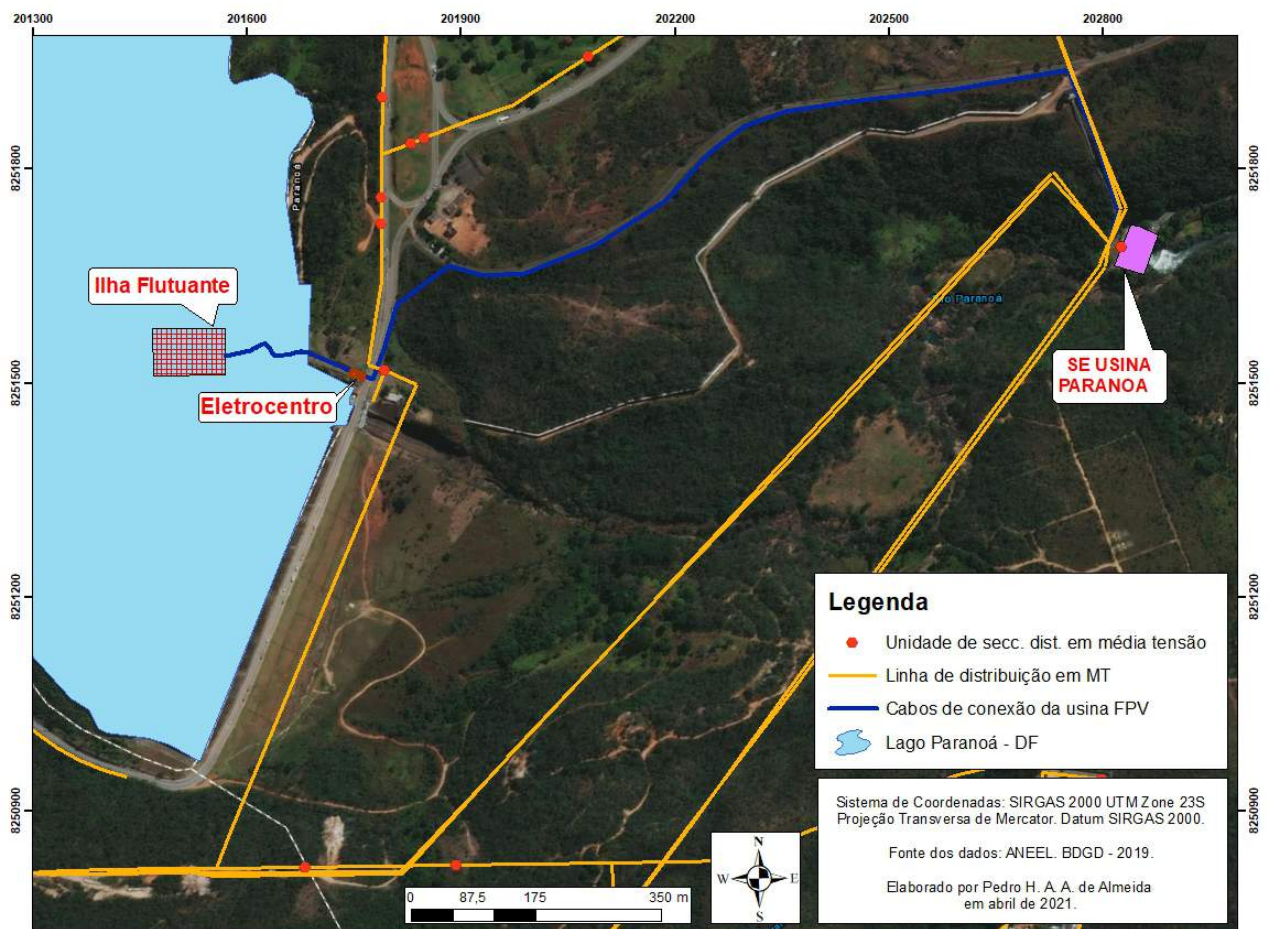
Fonte – Elaborado pelo autor com dados da CEB Geração S.A. (2020)

Uma das etapas mais onerosas de projetos FPVs é o da conexão à rede. A construção de uma nova infraestrutura de rede é cara, então os projetistas são frequentemente aconselhados a colocar seus projetos próximos às conexões de redes existentes, cerca de 1 a 3 km (ESMAP; SERIS, 2019a). No entanto, em aplicações híbridas entre sistemas

FPV's e UHE's, são necessários comprimentos mais curtos de linhas de média tensão para conexão da usina à rede (GALDINO; OLIVIERI, 2017).

A Figura 19 representa a rede de distribuição da Companhia Energética de Brasília (CEB) próxima à subestação da PCH Paranoá. Com a espacialização da rede e das unidades de seccionamento foi possível identificar e analisar o caminho mais adequado para a conexão da usina fotovoltaica junto ao ponto de conexão da PCH.

Figura 19 – Conexão entre a ilha FPV e a subestação da PCH.



Fonte – Autor, 2020.

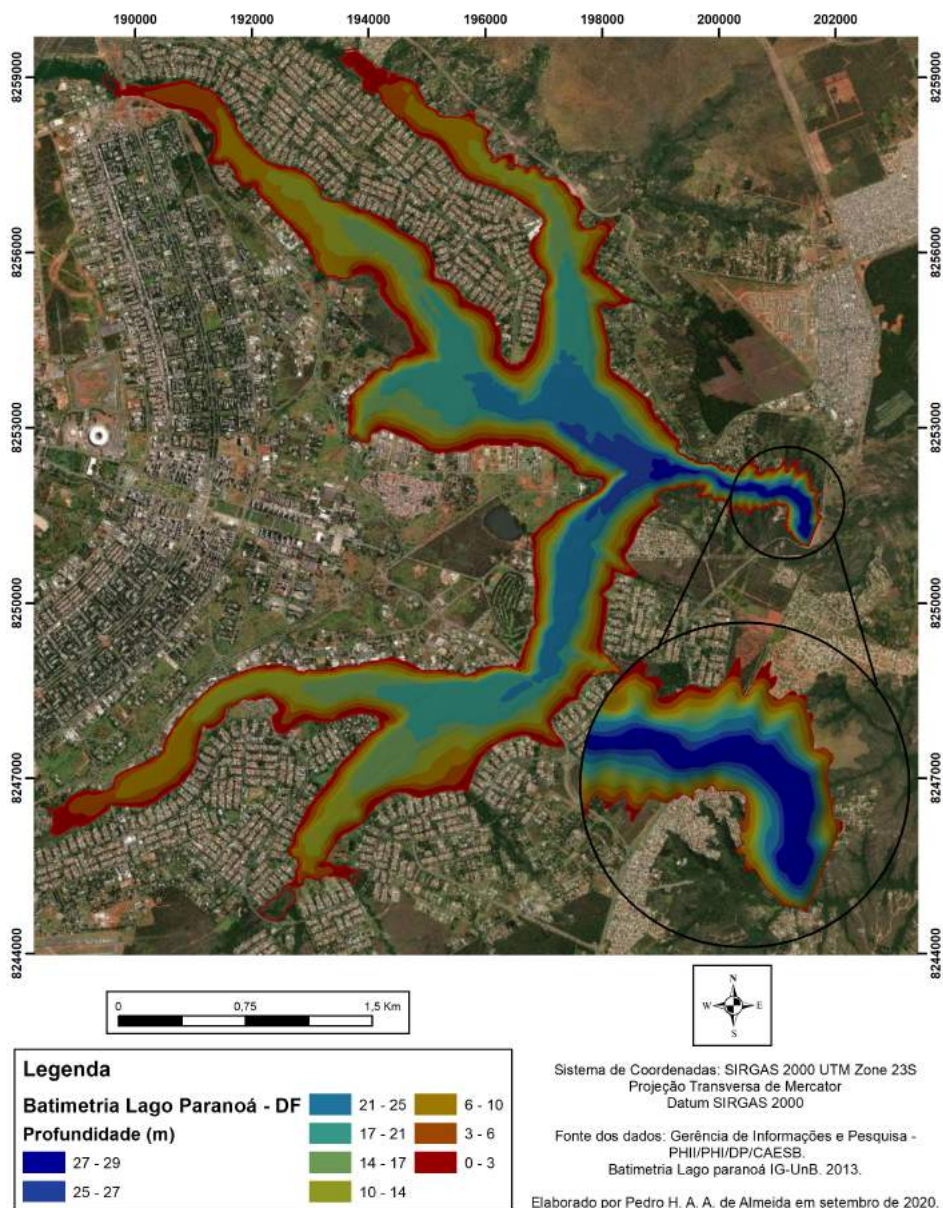
Para este estudo foi considerado uma distância de 160 m entre a usina FPV e o eletrocentro. Já a distância entre o eletrocentro e o ponto de conexão da PCH será de, aproximadamente, 1,4 km. A inserção de um eletrocentro próximo a usina FVP visa reduzir os custos e as perdas elétricas atrelados aos cabos CC.

4.1.5 Batimetria

Para definir o sistema de ancoragem e amarração devem ser considerados fatores importantes como: batimetria, variação do nível do reservatório, assim como, a velocidade do vento e a composição do solo.

O estudo batimétrico representa a medição da profundidade de corpos d'água em diferentes pontos. Diante disso, foram coletados dados do estudo de Batimetria do lago na área definida de instalação, representado pela Figura 20.

Figura 20 – Mapa batimétrico do Lago Paranoá - DF.



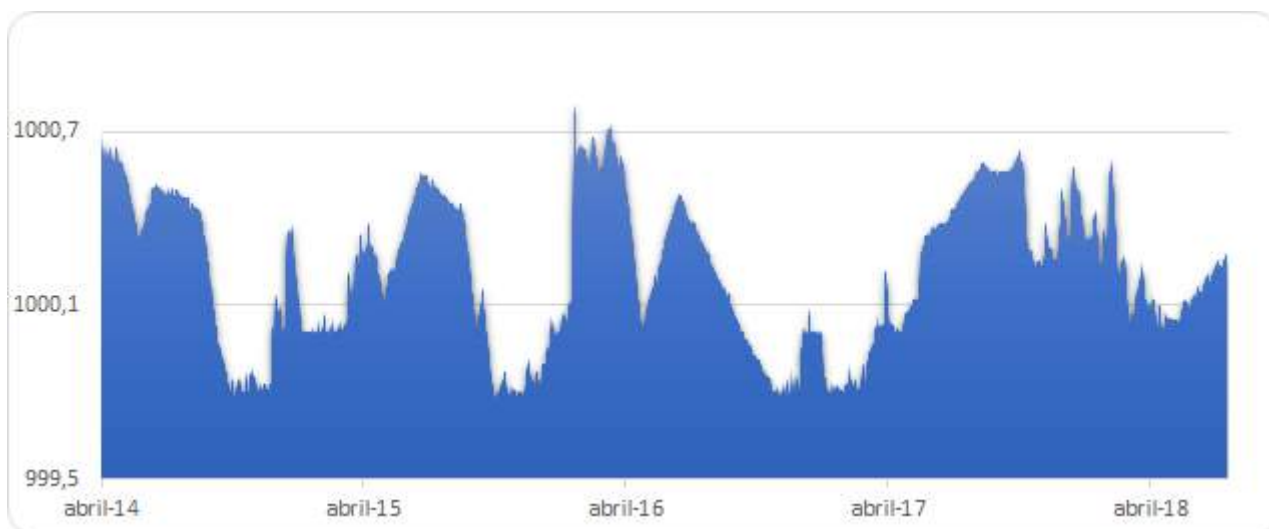
Fonte – Autor, 2020.

Os dados de batimetria do Lago Paranoá - DF foram disponibilizados pela CAESB em formato *shapefile*, sendo estes coletados pelo Instituto de Geociências da UnB. Diante disso, foi criado um modelo digital chamado *Triangular Irregular Networks* (TIN) a partir de uma interpolação entre os pontos coletados a fim de representar a profundidade e, com isso, foi identificada uma profundidade máxima de 30 m próximo à barragem.

Outro fator importante para o estudo de viabilidade é a variação do nível do reservatório. No que tange ao Lago Paranoá, a ADASA é responsável por definir os níveis altimétricos de água do reservatório a fim de assegurar os usos múltiplos dos recursos hídricos. Sendo assim, ao final de cada ano a ADASA e um grupo de acompanhamento são responsáveis por "planejar e acompanhar as variações dos níveis altimétricos de água do Lago Paranoá e propor diretrizes e ações conjuntas para a integração e otimização de procedimentos"(ADASA, 2018, p. 3).

Os níveis altimétricos do lago, divulgados pela ADASA, apresentam dados coletados diariamente entre os anos de 2014 e 2018 e uma variação entre 1000,8 m e 999,78 m, observada na Figura 21. Neste caso, não há uma variação significativa de nível do reservatório.

Figura 21 – Nível altimétrico do Lago Paranoá - DF (2014 - 2018).



Fonte – Elaborado pelo autor com dados da ADASA (2020).

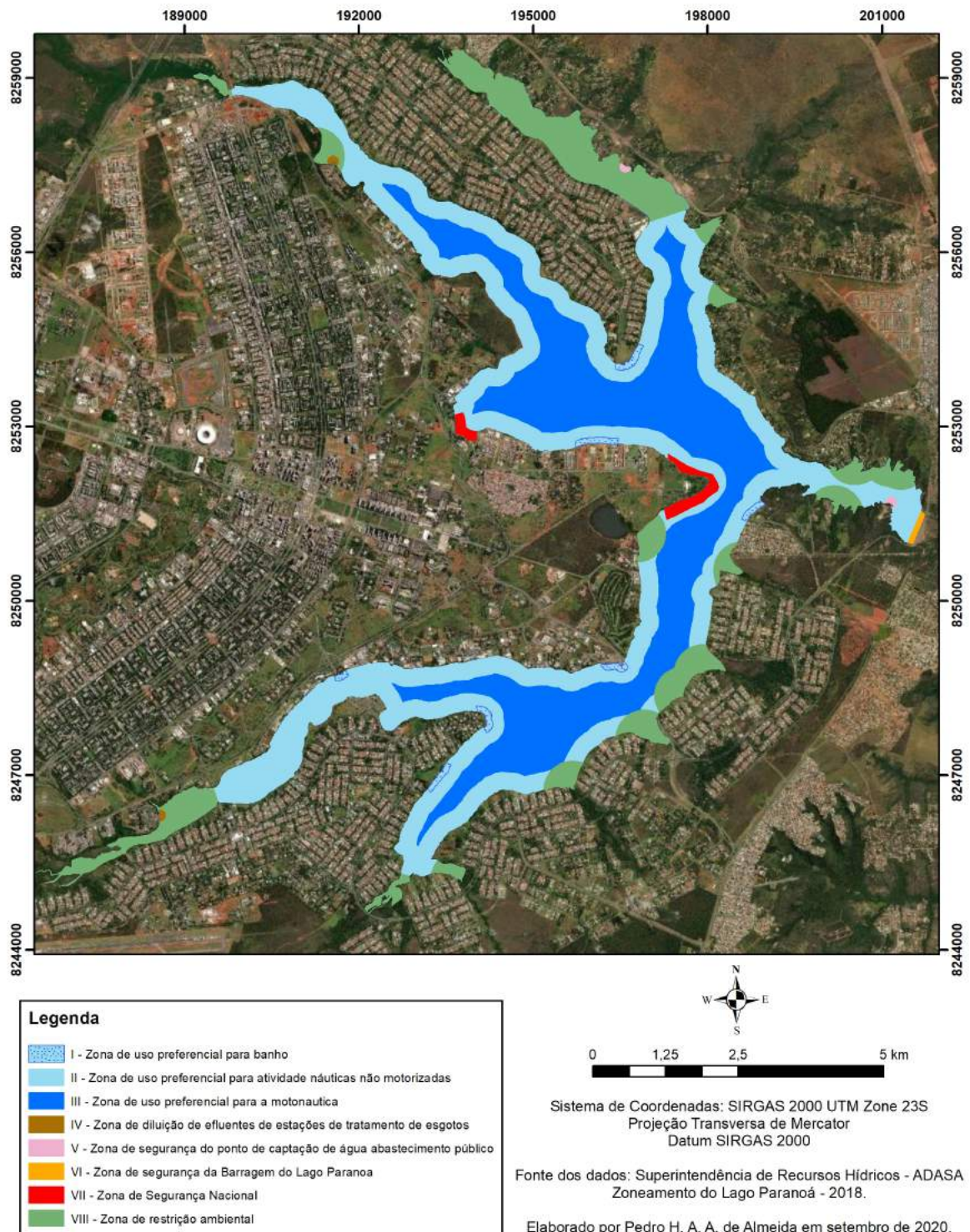
Estes níveis tem como referência a região situada no corpo da barragem do Lago Paranoá, operada pela CEB Geração SA. e pelos dados enviados pela estação telemétrica da ADASA (ADASA, 2020).

4.1.6 Aspectos Ambientais

Aspectos regulatórios, licenciamento ambiental do empreendimento, comprovação do direito de usar e dispor do local destinado ao projeto são questões que devem ser

estudadas para a implantação uma usina FPV. Desta forma, uma estrutura mais clara de regulamentos e políticas relacionadas aos sistemas FPVs podem ajudar a minimizar os riscos financeiros e incentivar o investimento (EPE, 2020b).

Figura 22 – Zoneamento do espelho d’água do lago Paranoá.



Fonte – Autor, 2020.

Como o estudo em questão se trata do Lago Paranoá - DF, foram coletadas informações no âmbito ambiental e regulatório do Distrito Federal. Diante disso, no ano de 2018, o Decreto n° 39.555 estabeleceu o Zoneamento de Usos do Espelho d'Água do Lago Paranoá dividindo-o em 8 zonas, como representado na Figura 22. Desta forma, o zoneamento delimita áreas sujeitas à restrição de uso que podem interferir na escolha do local de implantação da usina FVP.

A localização e o porte do empreendimento deverão compor a definição do tipo e a esfera do licenciamento. Além disso, os usos existentes e previstos no corpo hídrico, a complexidade do ecossistema aquático e outros aspectos socioambientais orientarão o órgão licenciador sobre a necessidade de estudos e seus diferentes graus de complexidade, a emissão de autorizações específicas, bem como sobre o eventual envolvimento de órgãos anuentes (EPE, 2020b).

No âmbito do Distrito Federal, a Resolução CONAM DF n° 10 de 20/12/2017, afirma que a atividade de Geração de Energia Elétrica - Produção de Energia Solar, é dispensado de licenciamento ambiental, exceto quando existe solicitação de Autorização de Supressão Vegetal (ASV). Entretanto, a norma foi pensada para a instalação da atividade em solo. Desta forma, é necessário a realização de uma consulta prévia junto ao Ibram para o enquadramento das atividades do empreendimento dentro do licenciamento mais condizente com o seu impacto ambiental.

De modo geral, a energia FPV é considerada ambientalmente benigna. A maioria dos flutuadores usados para suportar módulos fotovoltaicos são feitos de um material plástico chamado polietileno de alta densidade (PEAD), que não degrada e nem contamina a água (ESMAP; SERIS, 2019b).

Diante da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) de uma usina FPV, o estudo de Costa (2017) constata que os impactos mais significativos de uma usina FPV advêm da fase de operação, que estão majoritariamente ligados com a manutenção da usina flutuante e com a presença da mesma. Dessa forma, causam impactos ao nível do clima e microclima, dos recursos hídricos superficiais, da ecologia, da paisagem e socioeconômicos.

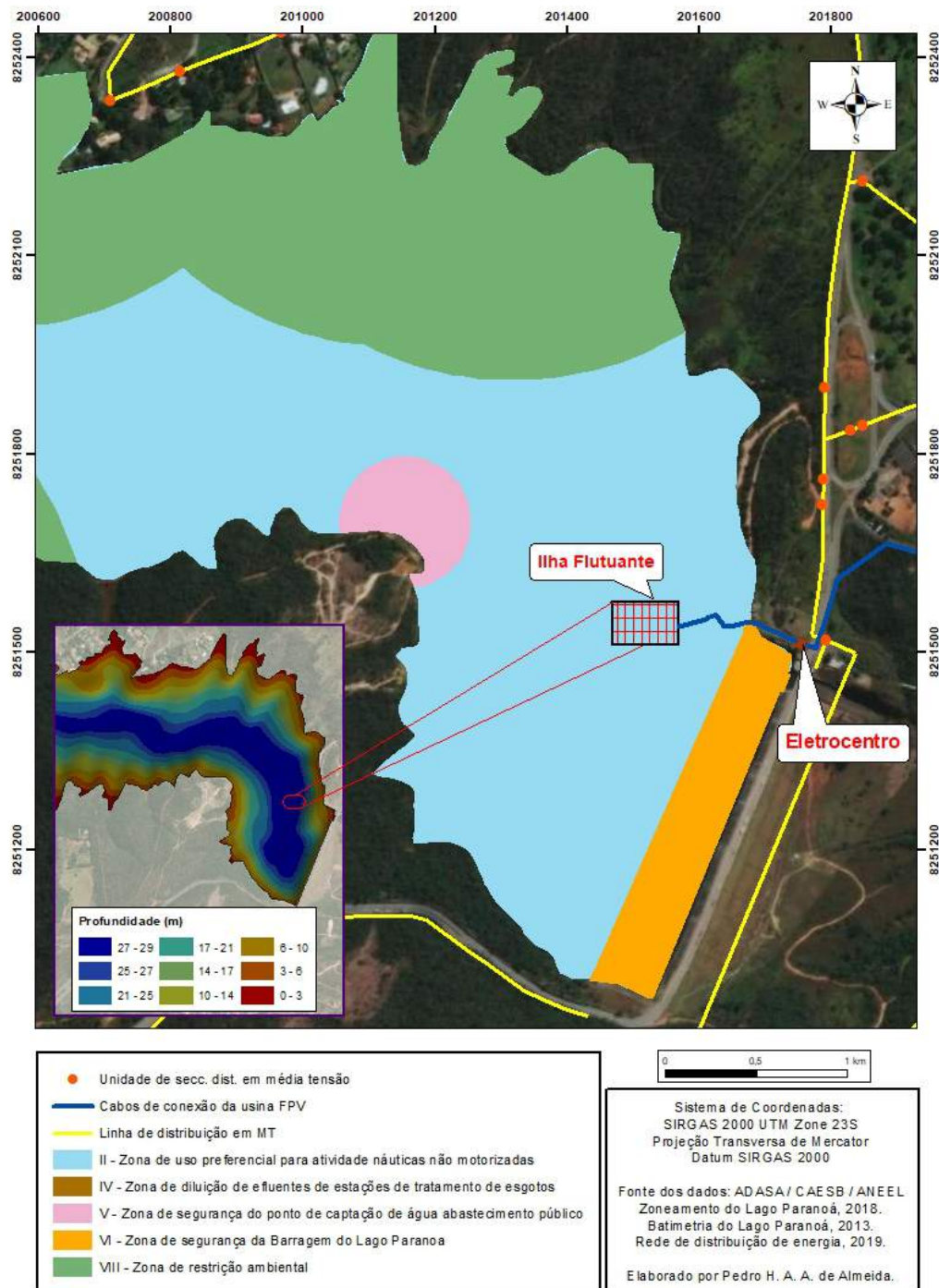
4.2 Projeto Proposto

Neste capítulo serão apresentados os critérios e suas respectivas justificativas para a escolha do local de instalação, assim como, definir as características técnicas do sistema FPV.

4.2.1 Localização da usina FPV

A definição da localização da usina FPV compreende no atendimento às condições técnicas e necessidades da PCH, bem como as exigências ambientais do reservatório. Para isso, foram realizados levantamentos dos dados técnicos de órgãos ambientais e de órgãos do setor elétrico.

Figura 23 – Mapa de localização da usina FPV.



Fonte – Autor, 2020.

Nesse sentido, considerou-se os parâmetros de zoneamento do lago, conexão à rede e profundidade. Constatou-se que a região mais apropriada para implantação da usina situa-se na Zona II (Zona de uso preferencial para atividades náuticas não motorizadas) que possui área total de 2.397,43 ha, e corresponde a 62,18% da área total do espelho d'água. A área de implantação é representada pela hachura em azul da Figura 23.

Além disso, foram levantadas as informações técnicas dos equipamentos da PCH Paranoá e listados na Tabela 3. Dessa forma, é possível identificar 9 transformadores elevadores de tensão utilizados na PCH e que poderiam comportar a energia gerada pela usina FPV, em caso de ociosidade da PCH.

Tabela 3 – Informações Técnicas dos Equipamentos da PCH Paranoá.

Equipamento	Quantidade	Capacidade	Tensão (kV)
Gerador	3	10 MW	13,8
Transformador Elevador de Tensão	6	2,9/3,33 MW	13,8 / 34,5
Transformador Elevador de Tensão	3	3,175/4,125 MW	13,8 / 34,5
Transformador Rebaixador de Tensão	1	225 kVA	13,8 / 0,38
Transformador Rebaixador de Tensão	1	150 kVA	13,8 / 0,38
Transformador de Acoplamento	1	500 kVA	13,8 / 0,38

Fonte – Adaptado de Sá, Sobrinho e Nascimento (2017)

4.2.2 Projeto do Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico flutuante conectado à rede é constituído por um bloco gerador e um bloco de transformação de energia. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos pela associação de módulos fotovoltaicos, o cabeamento elétrico e a estrutura flutuante. Já o bloco de transformação é constituído por equipamentos que realizam a conversão da energia gerada para a energia adequada para conexão à rede, a saber: inversores e transformadores, além do sistema de proteção e cabeamento.

Desta forma, apresenta-se, a seguir, o detalhamento dos componentes e equipamentos selecionados para a implantação da usina. Ressalta-se que o desenvolvimento do projeto básico do sistema fotovoltaico considerou a premissa de modularidade, o que permitiria aumento da capacidade instalada em função do grau de investimento. Nesse sentido, o projeto fotovoltaico foi realizado para uma potência instalada de 1 MW. Em função da característica modular, alguns componentes não foram abordados no trabalho, pois estes podem ser alterados conforme a capacidade total instalada.

- Flutuador

Entre os critérios utilizados para seleção do flutuador estão a disponibilidade no mercado e a característica de instalação modular. A solução encontrada é o modelo fabricado pela empresa francesa *Ciel & Terre*, com tecnologia denominada Hydrelío®.

Os flutuadores Hydrelío® são feitos em PEAD (polietileno de alta densidade, reciclável), através de extrusão por moldagem a sopro, e são fáceis de instalar e desmontar (CIEL ET TERRE, 2020). Os conjuntos dos flutuadores são constituídos por dois modelos (principal e secundário), como apresentado na Figura 24.

O flutuador principal é usado para a sustentação do painel fotovoltaico, já o flutuador secundário garante a flutuabilidade do sistema, a minimização de perdas por sombreamento e também facilita as atividades de operação e manutenção (O&M).

Figura 24 – Flutuador Hydrelío® - principal e o secundário



Fonte – CIEL ET TERRE (2020)

A tecnologia Hydrelío® é projetada com ângulos que variam entre: 22° , 12° , 5° e 0°. Quanto maior o ângulo de inclinação, maior é a exposição dos módulos fotovoltaicos a cargas de vento, que tem impacto negativo no design do sistema e seu custo total, diante da necessidade de maiores investimentos em sistemas de amarração e ancoragem.

Neste estudo de caso, será considerado uma inclinação de 12° em relação ao espelho d'água. Essa inclinação foi definida para otimizar a geração de energia, contribuir para

o efeito auto-limpante com a ação da chuva e manter um perfil pequeno em relação ao vento.

- Módulo Fotovoltaico

O estudo prevê a utilização de uma estrutura flutuante Hydrelío® capaz de fixar diversos modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado. Diante disso, foram identificados os módulos fotovoltaicos mais adequados em função do peso, assim como, os tipos de células, potência, construção, e as características de desempenho na produção de energia.

Dessa forma, o modelo de painel solar mais adequado para o sistema FV flutuante para este estudo necessita atender as seguintes características:

- Tecnologia Doubleglass;
- Resistência a PID;
- Células monocristalinas;
- Certificado do INMETRO – etiqueta A / IEC 61215 / IEC 62804;

Figura 25 – Módulo Canadian - Modelo CS3W-450MS.



Para o estudo em questão, selecionou-se módulos do fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-450MS, por atender as características técnicas mencionadas acima. A Figura 25 e a Tabela 4 mostram o módulo Canadian modelo CS3W-450MS e suas especificações técnicas. O módulo apresenta garantia de funcionamento de 30 anos.

Tabela 4 – Informações Técnicas e Elétricas do Módulo Fotovoltaico.

Característica	Dados
Número de células	144 [2X (12 X6)]
Dimensões	2108 X 1048 X 40 mm
Peso	24,9 kg
Potência Máxima	450 W
Tensão de Operação (Vmp)	41,1
Corrente de operação (Imp)	10,96
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	49,1
Corrente de Curto Circuito (Isc)	11,60
Temperatura de Operação	-40° ~ +85°
Tensão Máx. Admissível	1.500 V
Eficiência	20.4%

Fonte – CANADIAN (2020).

O dimensionamento refere-se à construção de uma usina fotovoltaica flutuante com uma potência de pico igual a 1.080 kWp, o que corresponde a 2.400 módulos fotovoltaicos de 450 Wp em STC (Standard Test Conditions), testados a 25°C e 1000W/m². Esta quantidade foi adotada em função da faixa de potência de rendimento ideal de funcionamento do inversor, entre 80% e 120%. A Tabela 5 apresenta algumas características importantes da usina fotovoltaica.

Tabela 5 – Características da usina de 1 MWp.

Características da usina FPV	
Número de módulos fotovoltaicos	2.400
Potência nominal (STC)	1.080 kWp
Inversores	4
Área total dos módulos	5.302 m ²

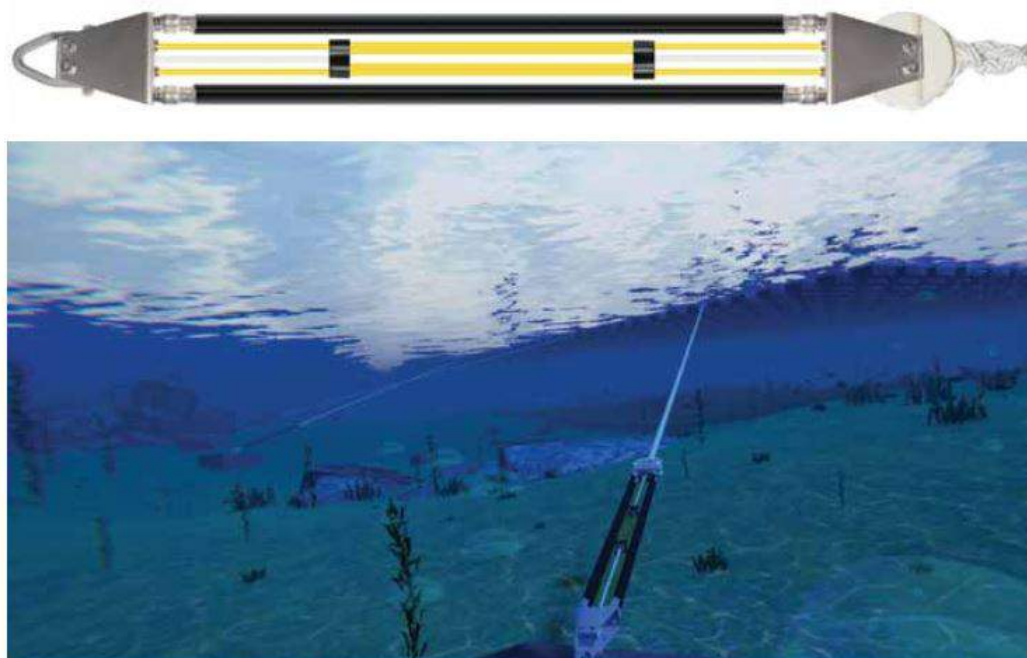
Fonte – Autor, 2020.

- Sistema de ancoragem e amarração

O sistema de ancoragem pode usar várias possibilidades de amarração, como: cais, molhes, píeres, estacas fincadas ao chão ou poitas (BACELAR, 2019). Neste estudo, o sistema de ancoragem escolhido é fabricado pela empresa SEAFLEX, apresentado na

Figura 26. De acordo com a empresa, o sistema pode lidar com variação de nível de água de até 35 metros, mas é igualmente benéfico em áreas com baixa variação de nível.

Figura 26 – Sistema de ancoragem SEAFLEX.



Fonte – Seaflex (2020)

O principal componente do sistema SEAFLEX é um cabo de borracha homogêneo reforçado, preso a uma placa de aço inoxidável, sendo ele conectado aos tirantes de amarração para acompanhar a variação de nível do espelho de água. De acordo com testes em laboratório, um único cabo de borracha pode resistir a uma força de arrasto superior a 10 kN, alongar mais de 100% de seu comprimento e retrair de volta ao comprimento original (SEAFLEX, 2020).

A empresa também garante que um sistema de ancoragem corretamente dimensionado e instalado pode manter a funcionalidade total por mais de 30 anos com manutenção mínima. Neste caso, como a vida útil dos módulos fotovoltaicos é de 25 a 30 anos, faz-se viável a escolha deste sistema de ancoragem.

O uso de cabo metálico e corrente na amarração das ilhas FPVs é um tipo de solução que pode causar potenciais falhas devido a corrosão (SEAFLEX, 2020). Portanto, a solução encontrada para este estudo é a combinação de cordas de poliéster conectados aos sistemas SEAFLEX ancorados por poitas de concreto no leito do reservatório.

Este tipo de sistema foi implantado no espelho d'água da barragem do Alto Rabagão, em Montalegre, Portugal, onde condições climáticas adversas permitem testar a tecnologia em condições extremas. Sendo este, dimensionado para suportar profundidades

superiores a 60 metros, com variação de nível de água de 30 metros e vento de até 31 m/s (EDP, 2020).

- Eletrocentro

O Eletrocentro é uma estrutura modular com a finalidade de abrigar os QGBTs, o sistema de proteção e a sala de comando através de um sistema *plug in*. É especialmente preparado para abrigar os componentes elétricos, bem como, para o seu transporte e operação no local de destino.

Figura 27 – Eletrocentro Solar WEG - Modelo ESW750 - 1.0



Fonte – WEG (2020a).

O modelo escolhido é o ESW750 - 1.0, fabricado pela empresa WEG. Este eletrocentro tem objetivo otimizar espaço e simplificar as conexões desses equipamentos, proporcionando maior agilidade e segurança na instalação.

Tabela 6 – Dados Técnicos Eletrocentro WEG.

Eletrocentros - ESW	
Modelo	ESW750-1.0
Grau de Proteção	IP54
Controle de temperatura	Exaustão forçada
Cubículo de proteção MT	
Tensão Nominal (kV)	13,8 / 34,5
Dispositivo de manobra/proteção	Disjuntor
Transformador	
Potência Nominal (kVA)	1.000
Tensão primária (kV)	13,8 / 34,5

Fonte – WEG (2020a).

A Figura 27 apresenta a ilustração da configuração do eletrocentro. Já a Tabela 6 representa as especificações do eletrocentro.

- Inversor

O inversor desempenha o papel de adequar a energia produzida pelo sistema aos padrões da rede local. Em caso de falhas ou manutenções, o inversor isola o gerador fotovoltaico da rede. Se a tensão, corrente e frequência não estiverem dentro dos valores esperados, o inversor desconecta-se do sistema fotovoltaico, prevenindo possíveis acidentes com a eletricidade.

Figura 28 – Inversor Solar SUNGROW - Modelo SG250HX



Fonte – [SUNGROW \(2019\)](#).

Para este estudo de 1.080 kWp será considerado 4 inversores de 250 kW, modelo SG250HX da SUNGROW, representado pela Figura 28. O inversor possui 12 MPPTs com até, 24 entradas para strings fotovoltaicas. A tabela 7 mostra um resumo das especificações técnicas do inversor.

Os inversores funcionam com melhor desempenho quando estão trabalhando com a capacidade superior a 70% e inferior a 130% de sua potência total. De acordo com as especificações técnicas da usina fotovoltaica proposta, a potência de 1.080 kWp foi dimensionada para atender a capacidade igual a 108% do inversor e possuir um bom rendimento, respeitando a quantidade de strings, limite de tensão e corrente, como serão apresentados nos capítulos posteriores.

Tabela 7 – Dados Técnicos Inversor SUNGROW - SG250HX.

Especificações técnicas	
Modelo	SG250HX
Entrada	
Corrente de entrada máxima FV	26 A * 12
Máxima tensão	1.500 V
Número de MPPTs	12
Faixa de operação por MPPT	600 - 1.500 V
Número de entradas CC	24
Saída	
Conexão á rede	Trifásica
Potência nominal de saída	250 kW
Tensão nominal de saída	800 V
Corrente nominal de saída	180,5 A
Frequência de rede CA nominal	60 Hz
Distorção Harmônica total máxima	<3%

Fonte – [SUNGROW \(2019\)](#).

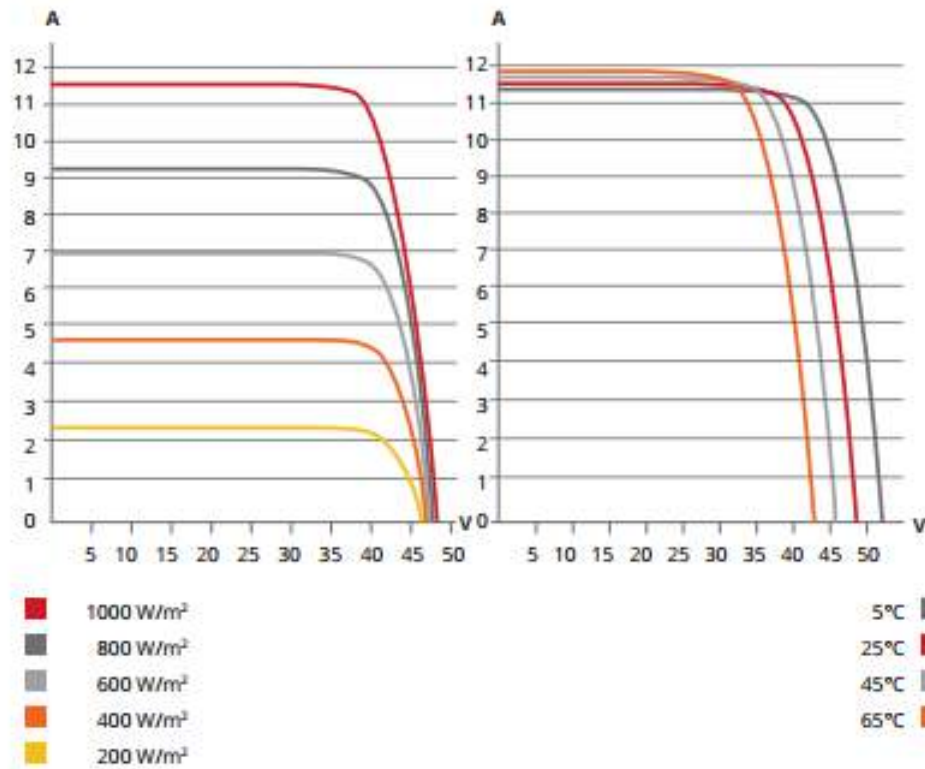
- Correção da tensão dos módulos e a influência da temperatura na geração de energia

As características elétricas dos módulos são geralmente estimadas de acordo com sua potência máxima de saída, sob condições de teste padrão, ou *Standard Test Conditions* (STC), irradiação solar 1000 W.m², temperatura da célula de 25°C e distribuição espectral AM = 1,5. Essa temperatura raramente é atingida em condições reais de operação, em dias de sol claro é tipicamente de 20 a 40°C maior que a temperatura ambiente.

A temperatura e a irradiação solar são os dois principais fatores que influenciam a produção de energia pelos módulos fotovoltaicos. Com o aumento da irradiação, ocorre o aumento da temperatura da célula, o que conseqüentemente tende a reduzir a eficiência do módulo. Isso ocorre porque a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura.

A Figura 29 mostra as curvas típicas do efeito causado pela influência da radiação nas células fotovoltaicas e o efeito causado pela influência da temperatura sobre as células no módulo fotovoltaico do projeto.

Figura 29 – Curva do efeito da radiação e temperatura no módulo Canadian.



Fonte – CANADIAN (2020).

Com base nisso, os cálculos realizados para a identificação do efeito da temperatura na tensão de circuito-aberto nos módulos consideraram temperatura mínima de 10°C e máxima de 65°C sendo a Equação 4.1 utilizada para análise. Além disso, foram utilizados os coeficientes de temperatura presentes no *datasheet* do módulo.

$$V_{oc(máx)} = V_{oc} \times \left(1 + (T_{min} - T_{amb}) \times \frac{V_{oc}(\%/C)}{100} \right) \quad (4.1)$$

$$V_{oc(máx)} = 49,1 \times \left(1 + (10 - 25) \times \frac{-0,35}{100} \right) = 51,67V \quad (4.2)$$

$$V_{oc(mín)} = V_{oc} \times \left(1 + (T_{máx} - T_{amb}) \times \frac{V_{oc}(\%/C)}{100} \right) \quad (4.3)$$

$$V_{oc(mín)} = 49,1 \times \left(1 + (65 - 25) \times \frac{-0,35}{100} \right) = 42,22V \quad (4.4)$$

Portanto, é possível prever que a variação da tensão dos módulos é de 42,22 V a 51,67 V. Dessa forma, a tensão do módulo fotovoltaico no pior caso, será de 51,67 V, com isso, será adotado essa tensão para o dimensionamento das *strings* e do arranjo fotovoltaico.

Para definir a corrente máxima das *strings* que irão ser interligadas ao lado CC do inversor foi utilizada como variável a corrente de curto-circuito (I_{sc}) dos módulos corrigidas pela temperatura máxima, obtida pela Eq. 4.5.

$$I_{sc(máx)} = I_{sc} \times \left(1 + (T_{máx} - T_{amb}) \times \frac{I_{sc}(\%/C)}{100}\right) \quad (4.5)$$

$$I_{sc(máx)} = 11,60 \times \left(1 + (65 - 25) \times \frac{0,05}{100}\right) = 11,83A \quad (4.6)$$

Conclui-se que a corrente máxima por *string* é de 11,83 A, desta forma, o conjunto de 2 *strings* por MPPT resulta em uma corrente de 23,66 A e se enquadra nos limites de entradas do inversor, que é de 26 A por MPPT.

- Divisão das strings

Os módulos são combinados entre si através de ligações em série e paralelo, de forma a criar conjuntos com maior capacidade de fornecimento de energia, com tensões e correntes maiores do que as produzidas por um painel individualmente. Os módulos ligados em série constituem fileiras ou *strings*.

As strings são arranjos de módulos que são projetadas de acordo com as especificações técnicas dos painéis e dos inversores. O número de módulos que podem ser ligados em série na entrada de um inversor é determinado de acordo com a tensão máxima admissível na entrada CC e com o *range* de tensão por MPPT do inversor.

Para este projeto, a quantidade máxima de módulos por *string* foi dimensionado a partir da Eq. 4.7. Sendo considerado a tensão de circuito aberto dos módulos (V_{oc}) e a tensão máxima de operação por MPPT do inversor.

$$Q_{máx(módulos)} = \frac{V_{máx(inv)}}{V_{oc(módulo)}} = \frac{1.300}{51,67} \approx 25 \quad (4.7)$$

Já para verificar a quantidade mínima de módulos por *string* foi utilizado a Eq. 4.8.

$$Q_{mín(módulos)} = \frac{V_{mín(inv)}}{V_{oc(módulo)}} = \frac{600}{51,67} \approx 12 \quad (4.8)$$

Desta forma, é possível identificar o limite mínimo e máximo de módulos que podem ser conectados nas *strings*, sendo, respectivamente, 12 e 25 módulos. Para o projeto, cada inversor foi interligado a 24 *strings* conectados a 12 MPPTs. A configuração do arranjo fotovoltaico dimensionado foi simplificado e apresentado na Tabela 8 seguindo o *range* de tensão e o número de entradas por MPPT do inversor.

Tabela 8 – Configuração do arranjo fotovoltaico.

Arranjo fotovoltaico				
Descrição	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4
Nº de módulos	750	750	750	750
Nº de módulos por string	25	25	25	25
Nº de string	24	24	24	24
Tensão máx. por string	1.291 V	1.291 V	1.291 V	1.291 V

Fonte – Autor, 2021.

- Cabo CC

Os cabos elétricos empregados nas conexões em corrente contínua devem ser específicos para aplicações fotovoltaicas. Em instalações com cabeamento aparente, como no caso de usinas FPVs, devem ser empregados cabos com proteção contra a radiação ultravioleta. A Figura 30 representa o cabo solar da Prysmian que foi desenvolvido para esta aplicação e será utilizado como referência para o dimensionamento no projeto.

Figura 30 – Cabo Solar Prysmian 0,9/1,8 kV (CC).

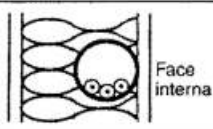

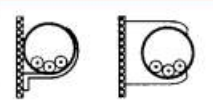


Fonte – Prysmian, 2021.

Foi realizado o dimensionamento dos cabos CC de acordo com a norma ABNT NBR 5410:2004 e NBR 16690:2019, levando em consideração o método de instalação, a correção de temperatura, fator de agrupamento do circuito, além dos fatores de queda de tensão devido a distância entre a ilha FPV e os inversores alocados no eletrocentro.

Como referência foi considerado o método de instalação B1 da NBR 5410 por se relacionar de forma mais direta a situação do projeto. Além disso, foi utilizado o fator de correção de temperatura de 0,87 para temperatura ambiente igual a 45°C e o fator de agrupamento de 0,57 para 6 circuitos por eletroduto. Sendo estes, representados pelas Figuras 31, 32 e 33.

Figura 31 – Método de instalação NBR 5410.

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência ¹⁾
1		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A1
2		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1

Fonte – NBR 5410, 2004.

Figura 32 – Fator de correção de temperatura NBR 5410.

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Fonte – NBR 5410, 2004.

Figura 33 – Fatores de correções aplicáveis a condutores agrupados - NBR 5410.

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte – NBR 5410, 2004.

Dessa forma, a corrente de projeto corrigida pode ser expressa pela Eq. 4.9.

$$I_{projeto} = \frac{I_{sc}}{F_{temp} \times F_{agrup}} = \frac{11,60}{0,87 \times 0,57} = 23,39A \quad (4.9)$$

Para o cálculo da queda de tensão ($\Delta V\%$) será utilizada Eq. 4.10. Neste caso, a queda de tensão deve ser inferior a 3%, conforme ABNT NBR 16690:2019. Sendo, a resistência elétrica (R_c) do cabo de cobre 6 mm² igual a 0,00339 Ω/m , o comprimento entre a ilha FPV e o inversor igual a 160 m e a tensão máxima da *string* igual a 1.291 V.

$$\Delta V\% = \frac{2 \times I_{projeto} \times L(m) \times R_c(\Omega/m)}{V_{string}} \times 100 \quad (4.10)$$

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 23,39 \times 160 \times 0,00339}{1.291} \times 100 = 1,96\% \quad (4.11)$$

Portanto, os cabos que fazem a conexão entre os módulos e o inversor devem ter capacidade de condução de corrente superior a 23,39 A e tensão de isolamento entre 300 V e 1.500 V. Com base nisso, serão utilizados condutores unipolares com 6 mm² de seção da linha Afumex da Prysmian.

- Cabo CA

O dimensionamento dos condutores de corrente alternada (CA) utilizou o mesmo procedimento feito para os cabos CC, levando em consideração a corrente máxima de saída do inversor. Diante disso, o método de instalação será o B1, o fator de temperatura igual 0,82, para temperatura de 50°C e o fator de agrupamento igual 1,00.

$$I_{projeto} = \frac{I_{inversor}}{F_{temp} \times F_{agrup}} = \frac{180,50}{0,82 \times 1,00} = 220,12A \quad (4.12)$$

Como a corrente máxima de saída do inversor é de 180,5 A, tem-se que o condutor deverá ser dimensionado para suportar até 220,12 A, como mostra a Eq.4.12

Figura 34 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma ABNT NBR 5410.

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304

Fonte – NBR 5410, 2004.

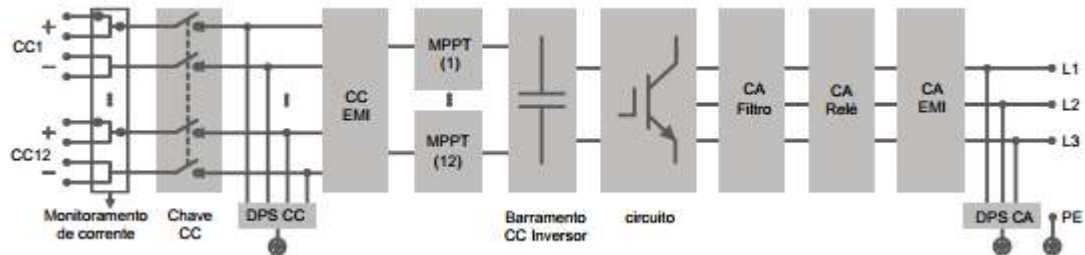
De acordo com a Figura 34 que apresenta a tabela de capacidades de condução de corrente da norma ABNT NBR 5410, a seção do condutor adequado é de 70mm², que possui uma corrente máxima admissível de 222 A, porém, será utilizado o cabo de 95mm² por garantir uma margem de segurança maior.

- Proteção CC

As proteções do lado de corrente contínua estão acopladas ao inversor, entre elas estão os dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e a chave seccionadora. Os DPS's tem a função de descarregar para a terra os surtos de tensão, e neste caso, serão de Classe II que protegem os sistemas de baixa tensão contra sobretensões e altas correntes de surto que podem ser provocadas por raios. Esses dispositivos possuem o nível de proteção de tensão de até 1,5kV.

A chave seccionadora é um interruptor de desativação que tem a capacidade de interromper a energia de um circuito elétrico. As chaves seccionadoras são usadas em uma grande variedade de configurações, e são empregadas como dispositivos de segurança. A distribuição desses componentes são representados pelo diagrama da Figura 35.

Figura 35 – Diagrama do circuito - Inversor Sungrow.



Fonte – SUNGROW (2019).

- Proteção CA

Os componentes de proteção de corrente alternada são compostos por disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos (DPS). O disjuntor escolhido deve ter capacidade maior do que a corrente máxima de saída do inversor e menor do que a capacidade máxima do cabo. Além disso, o dispositivo de proteção deverá atender as seguintes condições de sobrecarga, conforme NBR 5410 estabelecidas pela Eq. 4.13.

$$I_n \leq I_{nd} \leq I_c \quad (4.13)$$

$$180,50 \leq I_{nd} \leq 269 \quad (4.14)$$

Onde:

I_n : corrente nominal do inversor, em A

I_{nd} : corrente nominal do dispositivo de proteção, em A

I_c : capacidade de condução de corrente do cabo, em A

Tento em vista que a corrente máxima de saída do inversor é 180,5 A e a capacidade do cabo é de 269 A, o disjuntor disponível no mercado que atende as características é um disjuntor de 250 A. Já o DPS CA encontra-se acoplado ao inversor, sendo ele de Classe II.

- Dutos corrugados

Os dutos corrugados são componentes que irão abrigar os cabos CC utilizados entre módulos fotovoltaicos e os inversores. Para a aplicação em usinas fotovoltaicas flutuantes, geralmente, são utilizados flutuadores para suportar os circuitos e proteger os cabos elétricos até o eletrocentro. A Figura 36 exemplifica a aplicação dos dutos em usinas FPVs.

Figura 36 – Cabos instalados em uma plataforma flutuante.



Fonte – CIEL ET TERRE (2020).

Segundo a NBR 5410, item 6.2.11.1.6, a taxa de ocupação máxima do eletroduto é de 40% para mais de três condutores agrupados. Como premissa, será adotado o eletroduto de 2" (50,8 mm) da Canaflex, fabricado em PEAD e será admitido, no máximo, 6 circuitos por eletroduto (12 cabos). Desta forma, é calculado a taxa de ocupação pela Eq. 4.14.

$$T_{ocupação}(\%) = \frac{n_{cabos} \times \text{Área}_{cabos(mm^2)}}{\text{Área}_{eletroduto(mm^2)}} \times 100 \quad (4.15)$$

$$T_{ocupação}(\%) = \frac{362,10}{1025,80} \times 100 = 18\% \quad (4.16)$$

Portanto, é possível verificar que a taxa de ocupação do eletroduto é 18%, atendendo assim os limites da NBR 5410. Dessa forma, serão lançados 16 eletrodutos de 2" entre a ilha FPV e o inversor. Sendo 4 eletrodutos para cada inversor.

5 Modelagem e simulação no PVSol

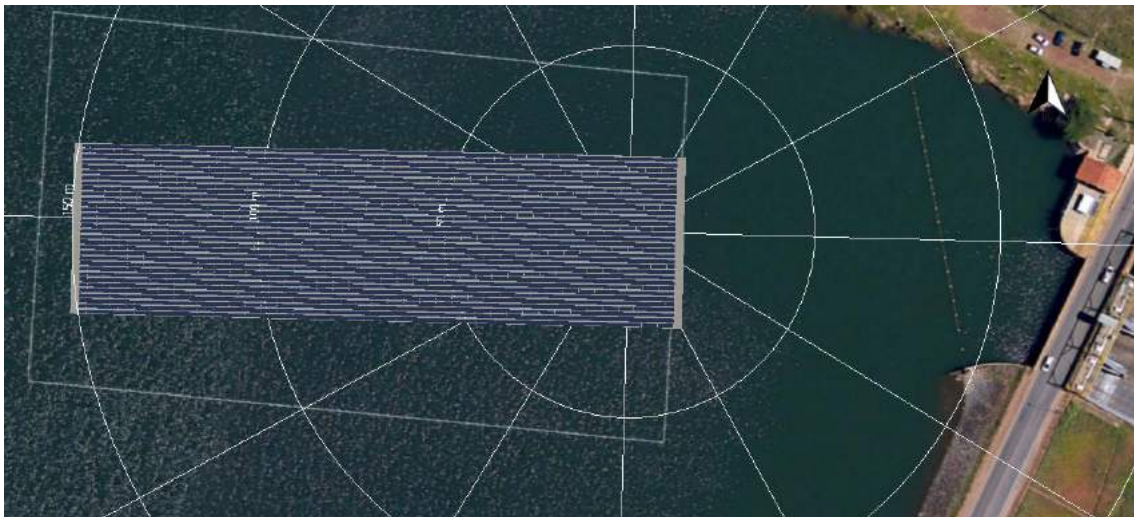
Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na simulação da Usina de 1.080 kWp, no *software* PVSol, considerando características apresentadas nos capítulos anteriores, além das particularidades atreladas aos efeitos da conversão FPV na geração de energia.

5.0.1 PVSol

A simulação de geração de energia para este projeto foi feita utilizando o *software* PVSol, que foi desenvolvido na Alemanha e utiliza um dos modelos de simulação de geração solar mais conceituados no mundo. As ferramentas do *software* possibilitam a modelagem de projetos e estudos de sistemas conectados à rede.

Neste projeto foi utilizado a versão premium de 2019 (R9), nele, é possível gerar relatórios completos para análise a cerca da geração fotovoltaica, esquemas de ligações das *strings*, perdas por cabeamento, degradação dos equipamentos, sombreamento, entre outros.

Figura 37 – Layout da ilha flutuante.



Fonte – Autor, 2021.

Para realizar o estudo da alocação dos módulos, dos efeitos de sombreamento e da geração de energia, foi feito a modelagem 3D da ilha fotovoltaica flutuante, que pode ser vista na Figura 43, utilizando o *software* PVSol.

5.0.2 Dados Climatológicos

Os dados climatológicos de entrada do PVSol são necessários para estimar a energia elétrica gerada nas usinas fotovoltaicas flutuantes. No *software*, é possível selecionar os dados climáticos através de um mapa interativo, além de poder criar novos dados por interpolação a partir de valores de locais próximos, ou de seus próprios valores médios mensais.

Com base nisso, serão utilizados os valores do banco de dados do próprio *software* *Meteonorm* 7.2.3 (1991-2010) que interpola dados de mais de 8.000 estações pelo mundo e possui cinco satélites geostacionários. As informações geográficas, de irradiação e de temperatura da região são sintetizados na Figura 38:

Figura 38 – Dados climatológicos - PVSol.

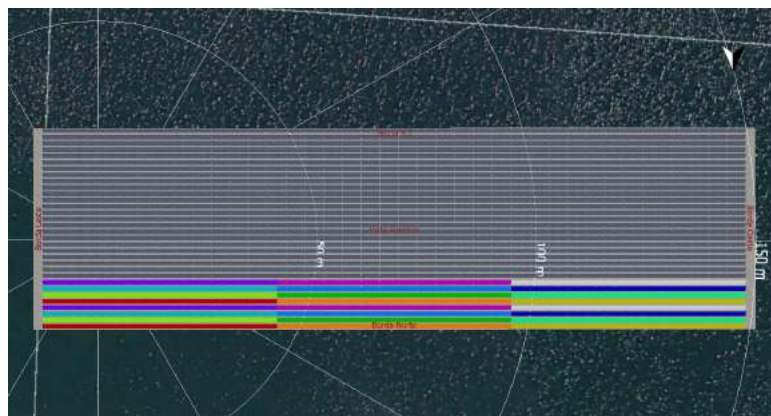
Latitude	-15° 47' 51" (-15,8°)	Soma anual da irradiação global	1944 kWh/m ²
Longitude	-47° 47' 7" (-47,79°)		
Fuso horário	UTC-3	Média anual da temperatura	21,7 °C
Período	1991 - 2010		
Resolução	Por hora	Parâmetros da simulação	

Fonte – Autor, 2021.

5.0.3 Esquema de ligação

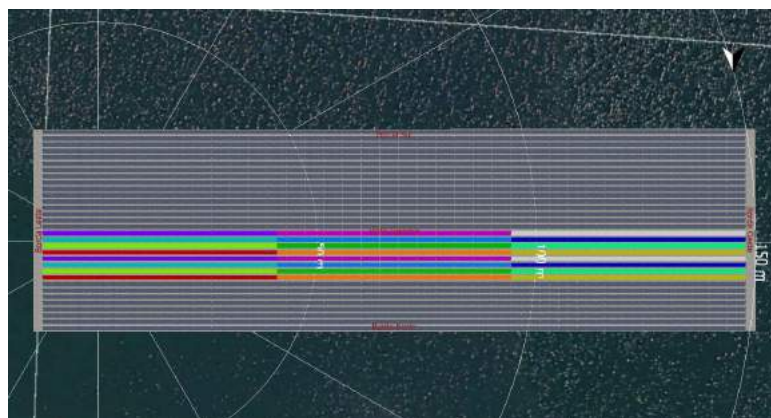
O esquema de ligação em uma usina fotovoltaica é um fator bastante importante para a redução das perdas atreladas aos cabos CC e a escolha da melhor relação custo-benefício. Com isso, considerou-se o caminho de menor distância entre a ilha FPV e os inversores. Dessa forma, as *strings* foram distribuídas na horizontal.

Figura 39 – Esquema de ligação - Inversor 1.



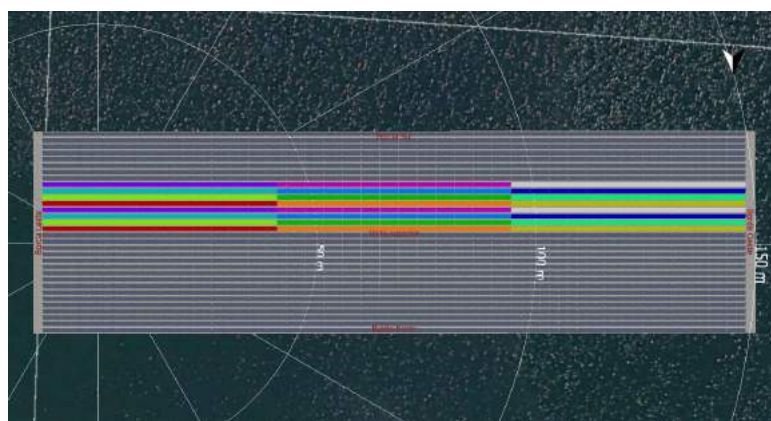
Fonte – Autor, 2021.

Figura 40 – Esquema de ligação - Inversor 2.



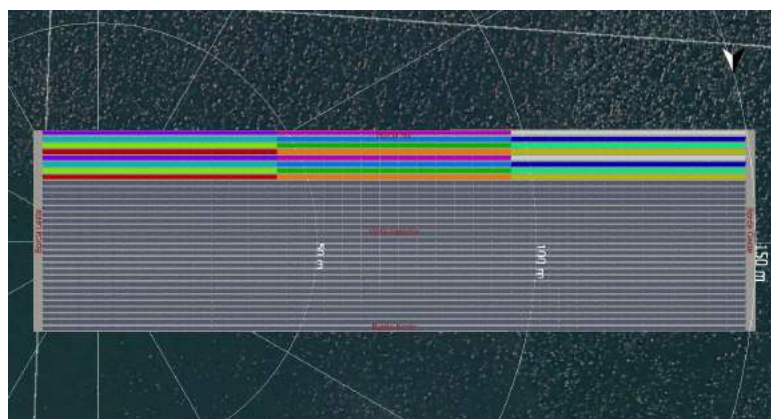
Fonte – Autor, 2021.

Figura 41 – Esquema de ligação - Inversor 3.



Fonte – Autor, 2021.

Figura 42 – Esquema de ligação - Inversor 4.



Fonte – Autor, 2021.

Os esquemas de ligações das *strings* dos inversores 1, 2, 3 e 4 são representados pelas Figuras 39, 40, 41 e 42 , respectivamente, onde cada cor representa uma *string* diferente.

Portanto, é possível verificar que o conjunto modular da Ilha FPV se divide em 4 unidades, sendo elas, distribuídas de maneiras iguais.

5.0.4 Sombreamento

O rendimento de sistema fotovoltaico pode sofrer influencia de vários fatores externos, entre elas está o sombreamento. Um sombreamento parcial pode reduzir significativamente o desempenho do sistema. Diante disso, o *software* PVSol é capaz de calcular o índice de sombreamento nos módulos e, assim, auxiliar o projeto de alocação dos módulos. Com base nos resultados da simulação foi possível prever que a perda atrelada ao sombreamento foi em torno de 1,5% ao ano, admitindo a configuração proposta.

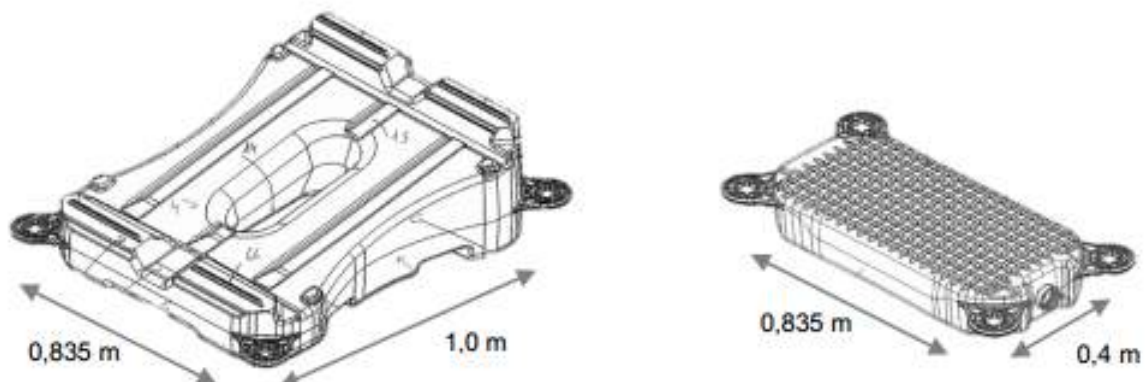
Figura 43 – Índice de sombreamento nos módulos fotovoltaicos.



Fonte – Autor, 2021.

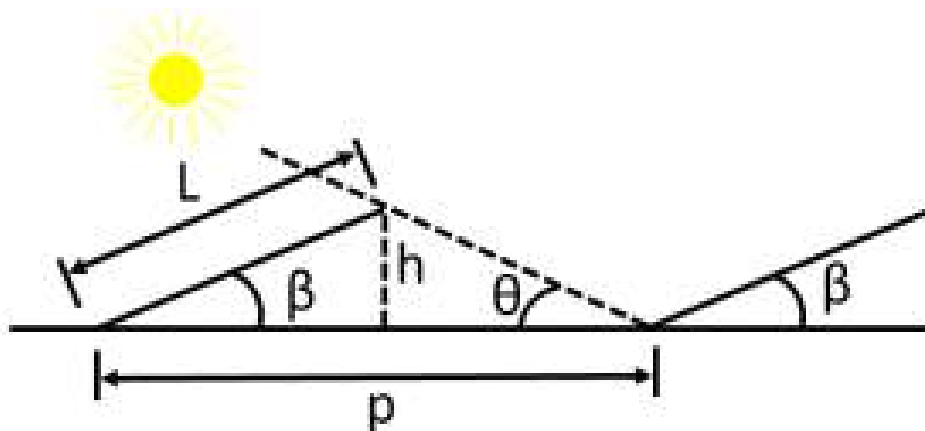
A estrutura flutuante é composta por dois tipos de boias, a principal e a secundária, sendo as dimensões dos flutuadores representadas pela Figura 44. Para definir o espaçamento entre as fileiras (*Pitch*), foi necessário verificar a influência do sombreamento nos módulos e a configuração das boias.

Figura 44 – Dimensões das boias principais e secundárias.



Fonte – Ahlert (2017).

O *Pitch* (p) representa o afastamento entre os módulos fotovoltaicos, considerando a distância entre o início do flutuador até o início de outro, conforme representado pela Figura 45.

Figura 45 – Distância entre as fileiras - (*Pitch*).

Fonte – MELO (2014).

Para o projeto foi considerado a separação entre os flutuadores principais, um único flutuador secundário, portanto, o *Pitch* será de 1,4 m.

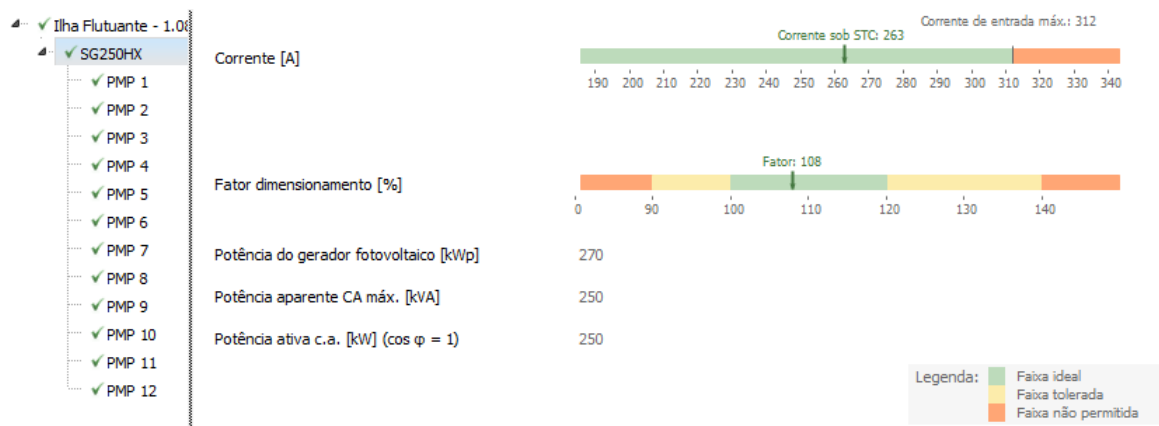
5.0.5 Limites de Configuração

Para analisar os dados de corrente, tensão e potência dos inversores e dos respectivos MPPT's, o PVSol possui a ferramenta de verificação do sistema, sendo é possível identificar os limites de configuração.

Os parâmetros analisados são divididos em 3 faixas, são elas, faixa ideal, faixa tolerada e faixa não permitida. Dessa forma, os resultados do *software* indicam que os

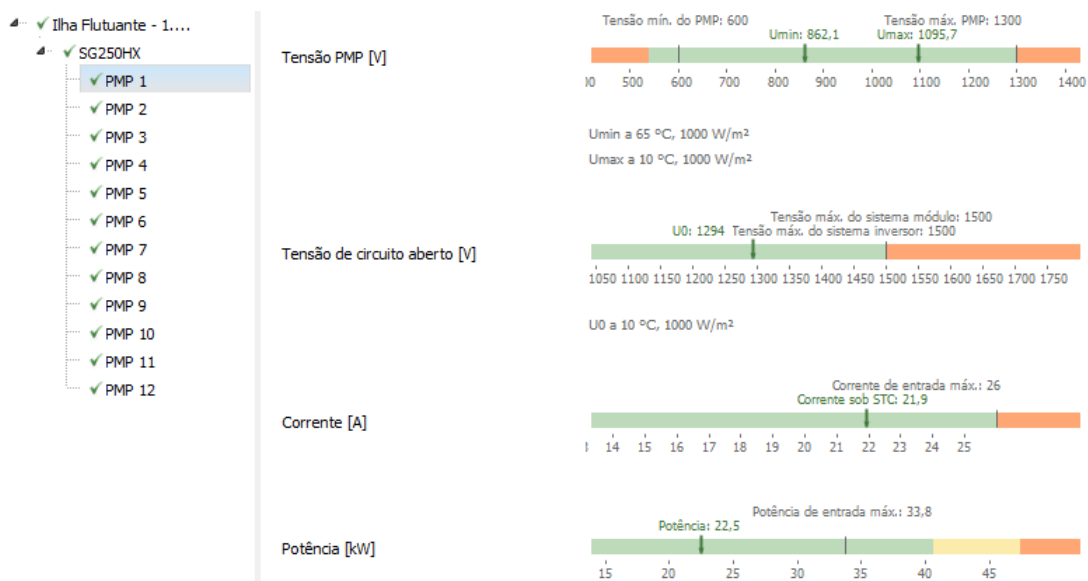
parâmetros encontram-se na faixa ideal, o que corrobora com os cálculos apresentados nos capítulos anteriores, conforme apresentado nas Figuras 46 e 47.

Figura 46 – Limites de Configuração do Inversor.



Fonte – Autor, 2021.

Figura 47 – Limites de Configuração dos MPPT's - 1 ao 12.



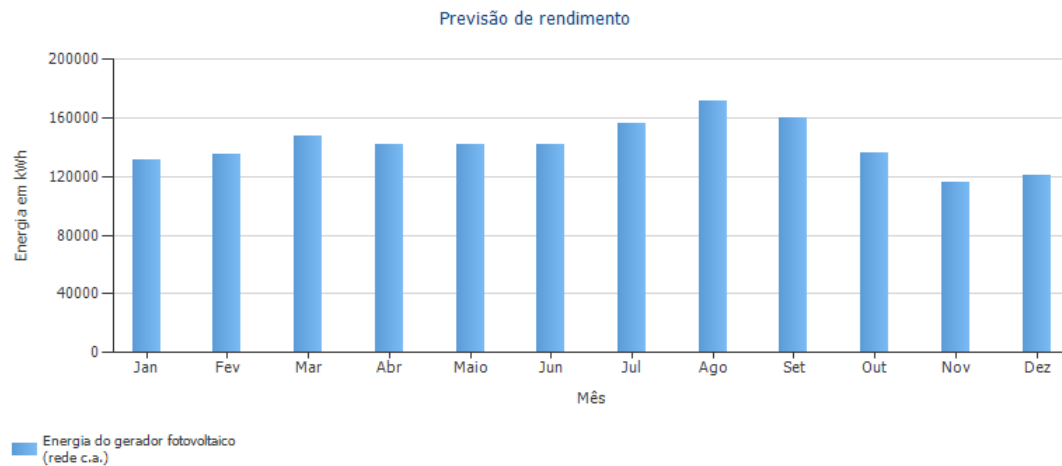
Fonte – Autor, 2021.

5.0.6 Geração de Energia

Para o projeto de 2.400 módulos, com capacidade instalada de 1.000 kW, a simulação resultou em uma produção de energia de 1.701.377 kWh/ano. No entanto, é importante ressaltar que o modelo utilizado pelo PVSol estima a geração fundamentada nos dados de um sistema no solo, e não necessariamente seria o desempenho de um sistema FPV. Isto ocorre devido ao resfriamento dos painéis em proximidade com a água, proporcionando

uma temperatura menor e um aumento de rendimento (CHOI; KIM, 2013 apud PORTO et al., 2017).

Figura 48 – Previsão de geração de energia da usina FPV.



Fonte – Autor, 2021.

A previsão de geração energia do sistema fotovoltaico durante o ano é representada pela Figura 48. Dessa forma, é possível garantir uma maior previsibilidade da geração no ano, além de identificar que os meses de maior geração são julho, agosto e setembro.

A Performance Ratio (PR) ou taxa de desempenho do sistema é a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a $1.000\text{W}/\text{m}^2$ incidentes no módulo fotovoltaico, com ela, é possível representar a real capacidade do sistema fotovoltaico (URBANETZ; JR; TIEPOLO, 2014). Neste caso, o sistema fotovoltaico simulado resultou em um PR de 78,2%.

A Figura 49 apresenta o resultado do balanço energético anual considerando todas as perdas do sistema, entre elas, temperatura, perdas por *mismatch*, eficiência dos módulos, perdas ôhmicas nos cabos cc e ca, além da eficiência dos inversores.

Figura 49 – Balanço energético do sistema fotovoltaico.

Irradiação global - horizontal	1.943,66 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-19,44 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	4,20 kWh/m ²	0,22 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	84,15 kWh/m ²	4,36 %
Sombreamento independente do módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	-23,68 kWh/m ²	-1,18 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.988,89 kWh/m²	
	1.988,89 kWh/m ²	
	x 5302,04 m ²	
	= 10.545.202,07 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	10.545.202,07 kWh	
Sujeira	-210.896,38 kWh	-2,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 20,39 %)	-8.227.124,93 kWh	-79,61 %
Energia fotovoltaica nominal	2.107.180,75 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-25.524,63 kWh	-1,21 %
Comportamento sob baixa irradiação	-65.948,88 kWh	-3,17 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-135.579,24 kWh	-6,73 %
Diodos	-419,48 kWh	-0,02 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-37.594,17 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	-173,41 kWh	-0,01 %
Cabo do string	-6.835,39 kWh	-0,37 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	1.835.105,54 kWh	
Potência CC mínima não atingida	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-3.448,23 kWh	-0,19 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-102,57 kWh	-0,01 %
Perda no seguidor PMP	-74.984,48 kWh	-4,09 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	1.756.570,26 kWh	
Energia na entrada do inversor	1.756.570,26 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-19.224,18 kWh	-1,09 %
Conversão c.c./c.a.	-35.764,60 kWh	-2,06 %
Consumo em espera (Inversor)	-84,80 kWh	0,00 %
Cabo c.a.	-119,54 kWh	-0,01 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	1.701.377,14 kWh	
Injeção na rede	1.701.461,94 kWh	

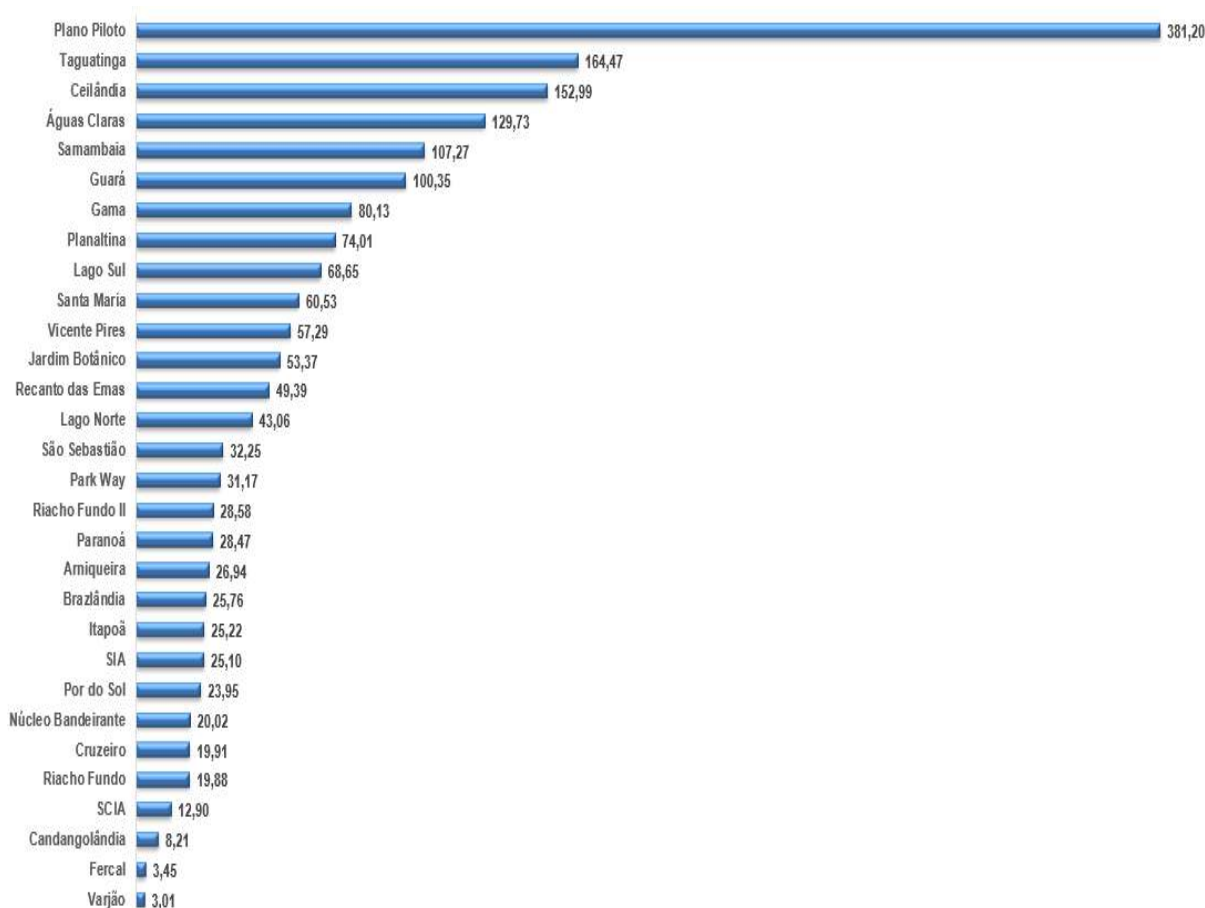
Fonte – Autor, 2021.

5.0.7 Resultados

Foi possível identificar que a energia produzida pela usina FPV corresponde a apenas 1,61% da energia média gerada nos últimos 18 anos da PCH. Desta forma, é factível afirmar que uma solução adequada para complementar a energia gerada pela PCH e deve ser composta por vários blocos de geração de 1 MW.

Com base nos dados de consumo de energia das RA's do Distrito Federal em Julho de 2020 foi possível relacioná-la a geração média mensal da usina flutuante. Diante disso, percebe-se que consumo de energia na região administrativa do Varjão é, aproximadamente, 3 vezes superior a energia gerada pelo sistema com capacidade de 1 MW. Já o consumo da RA do Plano Piloto corresponde a 381 vezes a geração da usina proposta.

Figura 50 – Relação consumo de energia por RA x geração solar FPV.

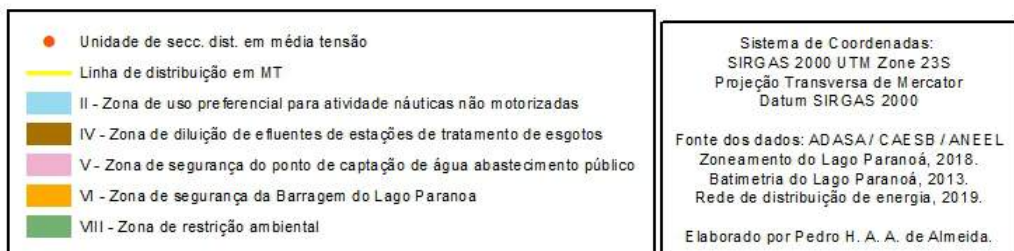
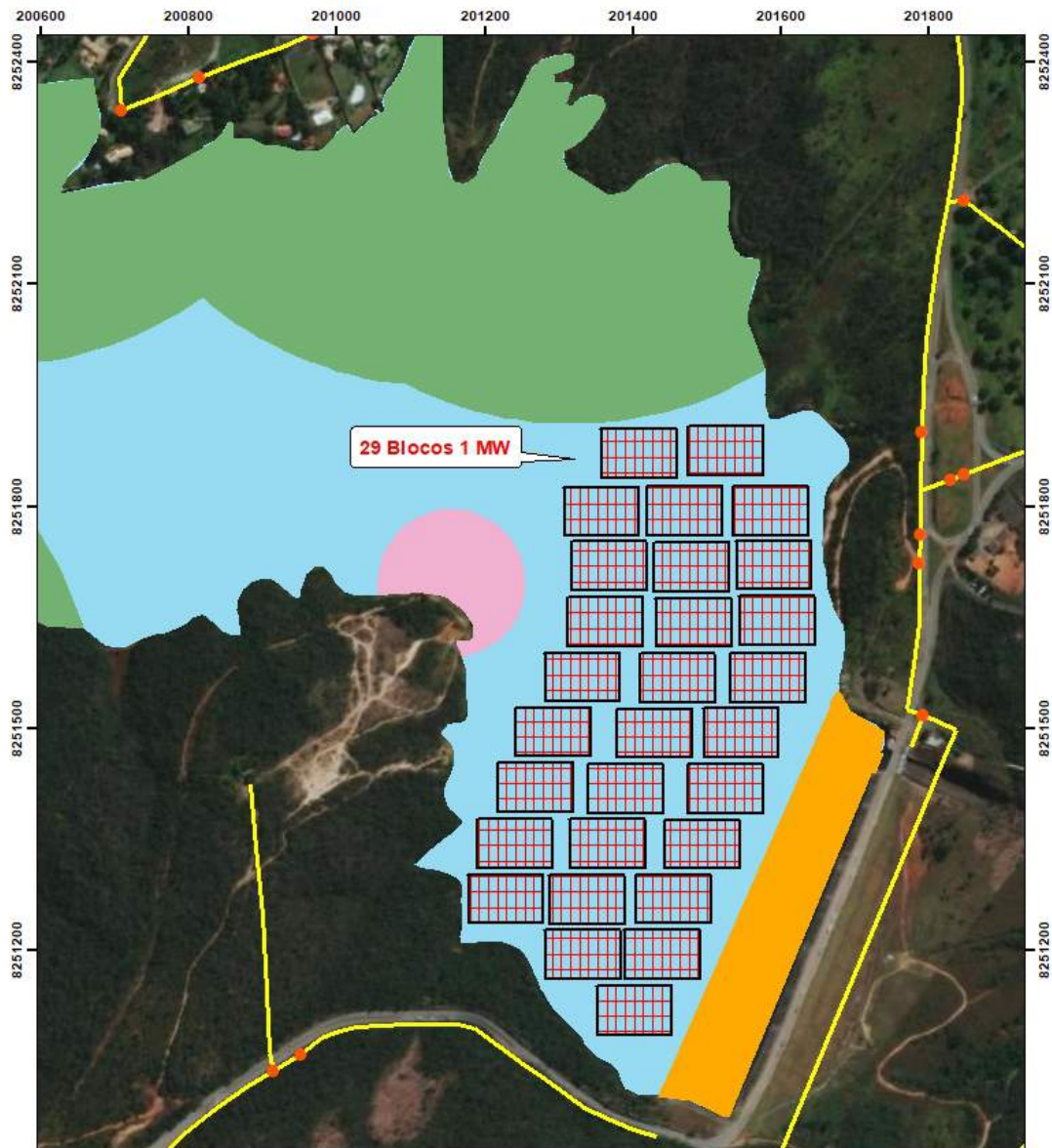


Fonte – Elaborado pelo autor com dados da [CODEPLAN \(2020\)](#).

A fim de exemplificar a configuração da usina para algumas regiões foram elaborados mapas com a espacialização dos blocos de geração da usina proposta. Sendo assim, a RA do Paranoá - DF, por exemplo, necessitaria de, aproximadamente, 29 blocos de 1 MW, enquanto que para a RA do Recanto das Emas - DF seriam necessários 50 blocos

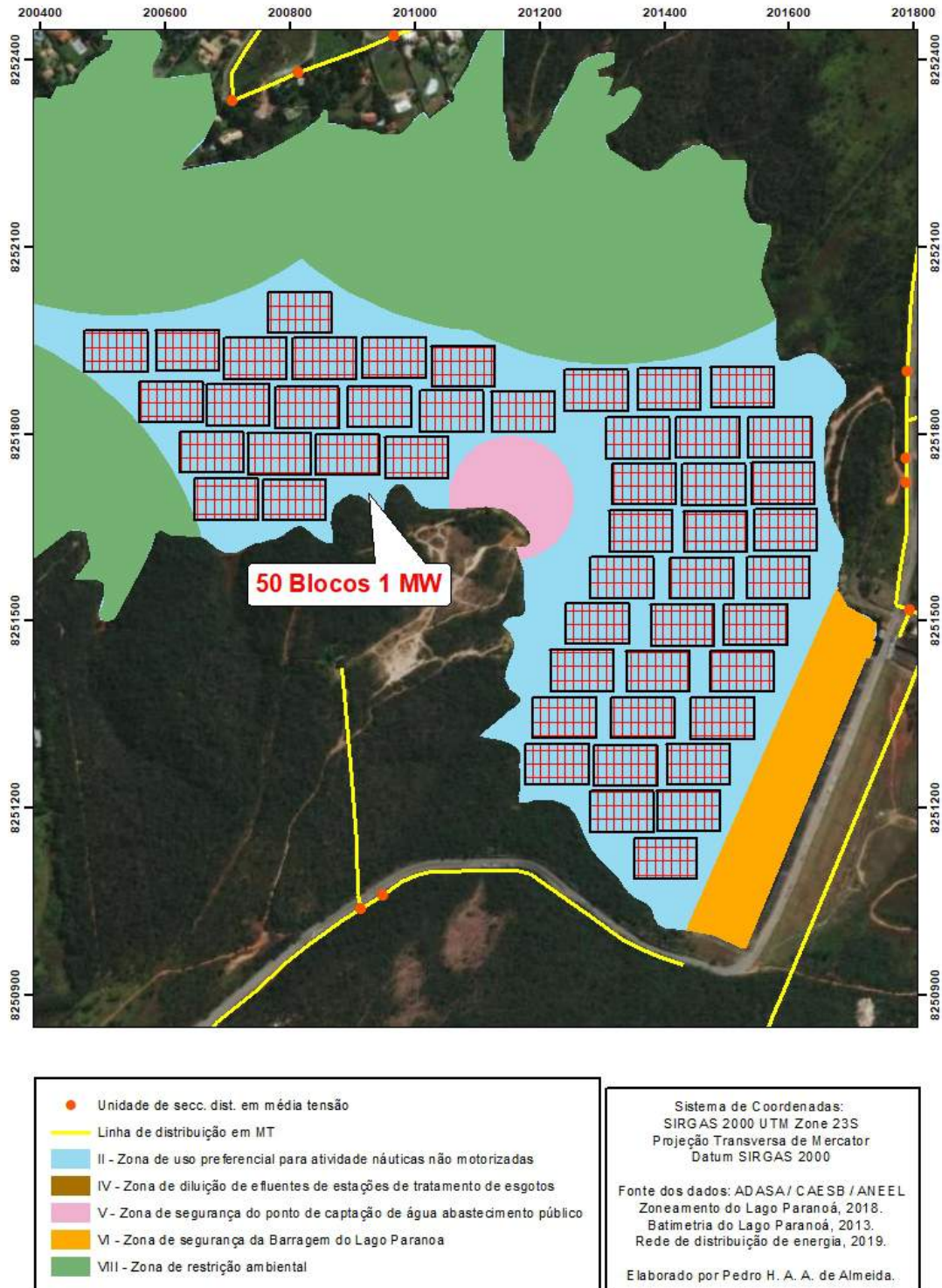
de 1 MW. As Figuras 51 e 52 representam a espacialização das usinas correspondentes a RA Paranoá - DF e RA Recanto das Emas - DF, respectivamente.

Figura 51 – Layout da usina para RA Paranoá - DF composto por 29 blocos de 1 MW.



Fonte – Elaborado pelo autor, 2021.

Figura 52 – Layout da usina para RA Recanto da Emas - DF composto por 50 blocos de 1 MW.



Fonte – Elaborado pelo autor, 2021.

6 Considerações Finais

A tecnologia solar flutuante surgiu há pouco mais de uma década, contando com uma capacidade instalada crescente ao longo dos últimos anos. Ela foi impulsionada pelo ganho de eficiência dos módulos e pela redução de evaporação da água dos reservatórios. Apesar disso, estudos de viabilidade relacionados a esta aplicação ainda são escassos.

Nesse sentido, este trabalho de pesquisa identificou a possibilidade de aplicar esta tecnologia em Brasília, cujo potencial ainda não foi explorado e que, por isso, era importante estudar sobre o tema de viabilidade técnica de uma usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá - DF com o uso de SIG.

Diante disso, a pesquisa teve como objetivo geral o desenvolvimento de um projeto básico de um sistema de 1 MW de capacidade instalada. Ressalta-se um diferencial no uso das informações e ferramentas de SIG, viabilizando uma melhor configuração e aproveitamento do potencial solar nas áreas supracitadas.

Constatou-se que o objetivo geral foi atendido pois o trabalho conseguiu demonstrar em mapas temáticos os resultados considerados essenciais para esta aplicação, em que, o aspecto locacional foi investigado. Os resultados obtidos na simulação apresentaram uma geração anual de energia de 1.701.377 kWh e taxa de desempenho do sistema igual a 78%. Estes resultados indicam que a geração é baixa quando comparada ao consumo total do DF. No entanto, deve-se destacar que este trabalho optou pelo desenvolvimento de um sistema modular, o qual pode ser replicado para aumento da capacidade instalada ou geração estimada.

Conclui-se que a utilização de SIG para subsidiar o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos se mostra importante, pois acelera o tempo de tomada de decisões na fase de estudos preliminares ao projeto. Além disso, a simulação em *softwares* específicos, como o PVSol, garantem a previsibilidade da geração de energia. Ainda assim, é necessário que sejam avaliados aspectos não mencionados neste trabalho, como, impacto ambiental, infraestrutura da barragem, velocidade do vento, entre outros.

Como sugestão de trabalhos futuros, recomenda-se realizar estudos sobre os seguintes pontos:

- Análise econômica da usina proposta;
- Avaliação do potencial fotovoltaico em outros reservatórios no DF, como o reservatório de Santa Maria e do Descoberto;
- Projeto de sistema de ancoragem em usinas FPVs;

- Avaliação dos impactos ambientais causados pelas usinas FPVs.
- Análise da operação coordenada da geração fotovoltaica com a PCH;
- Avaliar influência da evaporação de água na geração de sistemas flutuantes.

Referências

- ADASA. *Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos - DF*. 2020. Disponível em: <<https://www.http://http://gis.adasa.df.gov.br/portal/home/index.html>>. Acesso em: 22 jul. 2020. Citado na página 43.
- AGÊNCIA REGULADORA DE ÁGUAS, ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO DISTRITO FEDERAL. *Relatório de Atividades. Superintendência de Recursos Hídricos - SHR. Ano de 2018*. Brasília, 2018. Citado na página 40.
- AGUIAR, A. C. N. et al. Mapeamento topo-batimétrico de reservatório utilizando lidar e batimetria no lago paranoá – df. SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica, 2019. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.269>>. Citado na página 34.
- AGÊNCIA REGULADORA DE ÁGUAS, ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO DISTRITO FEDERAL. *RESOLUÇÃO N° 33*: Publicada no dodf n° 238, de 17/12/2018, pÁg. 31. Distrito Federal, 2018. 4 p. Citado na página 43.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA: Capacidade de geração no brasil*. Brasília, 2021. Citado na página 15.
- AHLERT, V. S. C. Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas – estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira. ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO., 2017. Citado na página 67.
- BACELAR, T. S. Características das condições ambientais no reservatório da uhe sobradinho no contexto da geração fotovoltaica flutuante.: Programa de pós-graduação em tecnologias energéticas e nucleares. *Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco*, Pernambuco, p. 94, 2019. Citado na página 50.
- BAMMESBERGER, T. Projeto de subestações elétricas do tipo eletrocentro. UNIVERSIDADE REGIONAL DO NOROESTE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – UNIJUI, 2020. Citado na página 25.
- BEZERRA, F. D. Energia solar. Banco do Nordeste do Brasil, 2020. Citado na página 17.
- BONDARIK, R.; PILATTI, L. A.; HORST, D. J. Uma visão geral sobre o potencial de geração de energias renováveis no brasil. *Interciencia*, v. 43, n. 10, p. 680–688, 10 2018. Copyright - Copyright Interciencia Oct 2018; Última atualização em - 2018-10-22; SubjectsTermNotLitGenreText - Brazil. Disponível em: <<https://search-proquest.ez54.periodicos.capes.gov.br/docview/2123610745?accountid=26646>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- BORBA, R. A.; NOVAK, L. H. Sistemas fotovoltaicos flutuantes: Aspectos positivos e desafios. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado*, 2018. Citado na página 22.

CAMPOS, J. E. G. E. Hidrogeologia do distrito federal: Bases para a gestão dos recursos hídricos subterrâneos. *Revista Brasileira de Geociências.*, 2004. Citado na página 34.

CEB GERAÇÃO S.A. *Diretoria da CEB Geração. Lei de Acesso à Informação. Decreto nº 7.724/2012. Protocolo E-SIC 00310.000099/2020-06.* 2020. Acesso em: 06 out. 2020. Citado na página 40.

CHESF. *Chesf energiza Usina Solar Flutuante.* 2019. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/_layouts/15/Chesf_Noticias_Farm/Noticia.aspx?IDNoticia=373>. Acesso em: 23 jun. 2020. Citado na página 29.

CHOI, Y.; SUH, J.; KIM, S.-M. Gis-based solar radiation mapping, site evaluation, and potential assessment: A review. *Applied Sciences*, v. 9, p. 1–29, 05 2019. Citado na página 31.

CHOI, Y.-K. A study on power generation analysis of floating pv system considering environmental impact. *International Journal of Software Engineering and Its Applications*, v. 8, p. 75–84, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 21, 22 e 23.

CHOI, Y.-K.; KIM, K. J. Empirical research on the efficiency of floating pv systems compared with overland pv systems. *Proceedings...* Guam, v. 25, p. 284–289, 2013. Citado na página 69.

CIEL ET TERRE. *Flutuador Hydrelío.* 2020. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/hydrelío-floating-solar-technology/hydrelío-products/>>. Acesso em: 11 mai. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 23, 48 e 62.

CIEL ET TERRE. *GOIAS FARM: 305 KWP.* 2020. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/project/goias-farm-305-kwp/>>. Acesso em: 21 ago. 2020. Citado na página 28.

CODEPLAN. *CODEPLAN/DIEPS/GEDEG. Lei de Acesso à Informação. Decreto nº 7.724/2012. Protocolo E-SIC 00121.000054/2020-51.* 2020. Acesso em: 28 out. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 71.

COSTA, S. G. e. Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes. Mestrado integrado em Engenharia da Energia e Ambiente .Universidade de Lisboa. Faculdade de Ciências. Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia., 2017. Citado na página 45.

DAI, J. et al. Design and construction of floating modular photovoltaic system for water reservoirs. *Energy*, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116549>>. Citado na página 23.

DIAS, L. T. Modelagem dinâmica espacial do uso do solo na bacia hidrográfica do lago paranoá- df: 1998-2020. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade de Brasília., Brasília, p. 144, 2011. Citado na página 34.

DNV GL. *DNV GL launches industry-wide collaboration to develop first ever Recommended Practice for floating solar power plants.* 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3hmcTkT>>. Acesso em: 12 jun. 2020. Citado na página 21.

- EDP. *Inovação na EDP. Paineis Solares Flutuantes*. 2020. Disponível em: <<https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/paineis-solares-flutuantes>>. Acesso em: 25 out. 2020. Citado na página 52.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020*: Ano base 2019. Rio de Janeiro, 2020. Citado na página 35.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Expansão da Geração Solar Fotovoltaica Flutuante*: Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento. Rio de Janeiro, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 22, 25, 44 e 45.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*: Plano decenal de expansão de energia 2029. Rio de Janeiro, 2020. Citado na página 15.
- ESCRITÓRIO TÉCNICO DE ESTUDOS ECONÔMICOS DO NORDESTE. *Energia Solar Fotovoltaica*. Fortaleza, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- ESMAP; SERIS. Where sun meets water: Floating solar handbook for practitioners. World Bank, Washington, DC, 2019. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/418961572293438109/Where-Sun-Meets-Water-Floating-Solar-Handbook-for-Practitioners>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 25 e 40.
- ESMAP; SERIS. Where sun meets water (vol. 2) : Floating solar market report (english). The World Bank, 2019. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/670101560451219695/Floating-Solar-Market-Report>>. Citado 5 vezes nas páginas 23, 24, 25, 26 e 45.
- FERRANTE, J. E. T. et al. Olhares sobre o lago paranoá. Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, p. 43–78, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 34.
- FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 181–191, 2018. Citado na página 38.
- FILHO, A. A. R. de A. Avaliação da influência da temperatura na eficiência de módulo fotovoltaico sobre estrutura flutuante. *Dissertação (mestrado)*, Fortaleza, p. 77, 2018. Citado na página 15.
- GALDINO, M. A. E.; OLIVIERI, M. M. de A. Some remarks about the deployment of floating pv systems in brazil. *Journal of Electrical Engineering*, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.17265/2328-2223/2017.01.002>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 41.
- GASPARIN, F. P.; BÜHLER, A. J. Panorama atual da geração distribuída no Brasil e o papel da energia solar fotovoltaica no setor. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 22, p. 21–32, 09 2018. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- GDF. *Anuário Estatístico. Energia Elétrica*. 2018. Disponível em: <<https://bityli.com/futC9>>. Acesso em: 29 jul. 2020. Citado na página 16.
- GDF. *Geografia. Localização*. 2020. Disponível em: <<http://www.df.gov.br/333/>>. Acesso em: 07 jul. 2020. Citado na página 34.

- GOVERNO DO DISTRITO FEDERAL. *Zoneamento Ecológico Econômico do Distrito Federal – Volume II Diagnóstico: Relatório de Meio Físico e Biótico*. Brasília, 2010. 172 p. Citado na página 16.
- GOVERNO DO DISTRITO FEDERAL. *Zoneamento Ecológico Econômico do Distrito Federal – Caderno Técnico: Matriz Socioeconômica*. Brasília, 2017. 148 p. Citado na página 39.
- GOVERNO DO DISTRITO FEDERAL. *Plano Estratégico: Distrito federal 2019-2060*. Brasília, 2019. Citado na página 35.
- HASHEMIZADEH, A.; JU, Y.; DONG, P. A combined geographical information system and best-worst method approach for site selection for photovoltaic power plant projects. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s13762-019-02598-8>>. Citado na página 31.
- HOFFMANN, S.; KOEHL, M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, n. 2, p. 173–179, 2014. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.2238>>. Citado na página 22.
- IBGE. *Censo Demográfico. Séries Históricas*. 2020. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9662-censo-demografico-2010.html?=&t=series-historicas>>. Acesso em: 27 jul. 2020. Citado na página 16.
- IHS MARKIT. *Floating solar projects gaining momentum*. 2019. Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/research-analysis/floating-solar-projects-gaining-momentum.html>>. Acesso em: 11 jun. 2020. Citado na página 15.
- INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. *CADERNOS ODS. O que mostra o retrato do Brasil?* Abu Dhabi, 2019. Citado na página 33.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. *Atlas Brasileiro de Energia Solar: Distrito federal 2019-2060*. São José dos Campos, 2017. 88 p. Citado na página 37.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Trends in Photovoltaic Applications 2019*. [S.l.], 2019. Citado na página 27.
- INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION. *Utility-scale solar photovoltaic power plants – a project developers guide*. Washington, DC, USA, 2015. Citado na página 25.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *TRACKING SDG 7. THE ENERGY PROGRESS REPORT 2020*. Abu Dhabi, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable capacity statistics 2021*. Abu Dhabi, 2021. Citado na página 15.
- INVERSOR Solar Fotovoltaico SG250HX. Datasheet. [S.l.], 2019. 1 p. Citado 3 vezes nas páginas 53, 54 e 61.

- JESUS, J. A. B. de et al. Políticas públicas brasileiras de fomento ao setor de energia fotovoltaica com foco em inovação tecnológica no estado da bahia. *REVISTA GEINTEC-GESTAO INOVACAO E TECNOLOGIAS*, v. 11, n. 1, p. 5760–5772, 2021. Citado na página 17.
- JUCÁ, S. C. S.; CARVALHO, P. C. Marques de; JÚNIOR, J. S. de A. A relevância dos sistemas de informação geográfica no desenvolvimento das energias renováveis. *Ciência Cognição*, scieloapsic, v. 9, p. 131 – 136, 11 2006. ISSN 1806-5821. Disponível em: <http://pepsic.bvsalud.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-58212006000300014&nrm=iso>. Citado na página 30.
- KAJARI-SCHRODER, S.; KUNZE, I.; KONTGES, U. E. ans M. Spatial and directional distribution of cracks in silicon pv modules after uniform mechanical loads. Institute for Solar Energy Research Hamelin, 2011. Citado na página 22.
- MAUÉS, J. A. Floating solar pv—hydroelectric power plants in brazil: Energy storage solution with great application potential. *Journal of Energy Production and Management*, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.2495/EQ-V4-N1-40-52>>. Citado na página 29.
- MELO, F. C. Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução 482 da aneel. *Universidade Federal de Uberlândia*, 2014. Citado na página 67.
- MTEC. *Projetos desenvolvidos pela empresa MTEC ENERGIA*. 2020. Disponível em: <www.mtecenergia.com.br/index.php/projetos>. Acesso em: 19 jun. 2020. Citado na página 29.
- MÓDULO Fotovoltaico CS3W-450MS. Datasheet. [S.l.], 2020. 2 p. Citado 3 vezes nas páginas 49, 50 e 55.
- ONU. *Agenda 2030*. 2020. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/>>. Acesso em: 23 jun. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- PARENTE, A. de A. Lago paranoá: Lazer e sustentabilidade urbana. *Dissertação de Mestrado*, Brasília, p. 147, 2006. Citado na página 16.
- PINTO, S. O.; STOKKERMANS, J. Assessment of the potential of different floating solar technologies – overview and analysis of different case studies. *Energy Conversion and Management*, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112747>>. Citado na página 22.
- PORTO, Y. C. et al. Viabilidade técnica para implantação de um sistema solar fotovoltaico flutuante em um reservatório do semiárido brasileiro. *Rev. Tecnol. Fortaleza*, v. 38, p. 1–11, 2017. Citado na página 69.
- PRINSLOO, F. C. Development of a gis-based decision support tool for environmental impact assessment and due-diligence analyses of planned agricultural floating solar systems. UNIVERSITY OF SOUTH AFRICA, 2019. Citado na página 31.
- RANJBARANA, P. et al. A review on floating photovoltaic (fpv) power generation units. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.015>>. Citado na página 22.

- RENEWABLE ENERGY CORPORATION. *Riding the wave of solar energy: Why floating solar installations are a positive step for energy generation*. [S.l.], 2018. Citado na página 22.
- RODRIGUES, I. S.; RAMALHO, G. L. B.; MEDEIROS, P. H. A. Potential of floating photovoltaic plant in a tropical reservoir in Brazil. *Journal of Environmental Planning and Management*, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/09640568.2020.1719824>>. Citado na página 29.
- RODRIGUES, P. S. F. et al. Estudo da viabilidade técnica de implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de usinas hidrelétricas – plataforma fotovoltaica flutuante de sobradinho (ba). XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- ROSA-CLOT, M.; TINA, M. G. *SUBMERGED AND FLOATING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. Modelling, Design and Case Studies*. [S.l.]: Elsevier Science, 2018. Citado na página 24.
- SÁ, G. A. S. de; SOBRINHO, P. M.; NASCIMENTO, A. Os desafios da regularização ambiental de uma pequena central hidrelétrica no ano de 2013, cujos aspectos e impactos estão relacionados aos equipamentos e sistemas produtivos de 1962. THE 12th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 35, 40 e 47.
- SACRAMENTO, E. M. do. Modelo elétrico-térmico para representar o comportamento de módulos fotovoltaicos flutuantes em água a partir das condições climáticas do semiárido brasileiro. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará., Fortaleza, p. 144, 2015. Citado na página 37.
- SACRAMENTO, E. M. do et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. *IET Renewable Power Generation*, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0120>>. Citado na página 22.
- SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 815–824, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 15, 21, 22, 23 e 25.
- SAUAIA, R. L. Proposta para a energia solar fotovoltaica no GDF. ABSOLAR, 2015. Citado na página 36.
- SEAFLEX. *Seaflex - The Mooring System*. 2020. Disponível em: <<http://www.seaflex.net/>>. Acesso em: 25 out. 2020. Citado na página 51.
- SILVA, G. D. P. D.; MAGRINI, A.; BRANCO, D. A. C. A multicriteria proposal for large-scale solar photovoltaic impact assessment. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 2020. Citado na página 31.
- SILVEIRA, P. G. Energia e mudanças climáticas: impactos socioambientais das hidrelétricas e diversificação da matriz energética brasileira. *Historia Ambiental Latinoamericana y Caribeña*, Sociedad Latinoamericana y Caribeña de Historia Ambiental (SOLCHA), v. 17, p. 123–147, 2016. ISSN 2248-4078. Disponível em: <<https://doi.org/10.22395/ojum.v17n33a5>>. Citado na página 15.

SILVÉRIO, N. M. Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio são francisco. Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 39.

SOLARGIS. *Download solar resource maps and GIS data for 180+ countries. Solar resource maps of Brazil*. 2020. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>>. Acesso em: 16 jul. 2020. Citado na página 37.

SOLARGIS. *Download solar resource maps and GIS data for 180+ countries. Solar resource maps of Germany*. 2020. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/germany>>. Acesso em: 16 jul. 2020. Citado na página 39.

SOLARPLAZA. *Top 100 Floating Solar Projects*. 2020. Disponível em: <<https://www.solarplaza.com/channels/markets/11968/top-100-floating-solar-projects/>>. Acesso em: 19 jun. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

SP. *São Paulo abriga primeira usina solar flutuante do Brasil*. 2016. Disponível em: <<https://www.saopaulo.sp.gov.br/ultimas-noticias/sao-paulo-abriga-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>>. Acesso em: 20 jun. 2020. Citado na página 28.

STRANGUETO, K. M. Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas. UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS - UNICAMP, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 28.

SUNLUTION. *TRABALHO REALIZADO. Fazenda Figueiredo – Goiás*. 2016. Disponível em: <<https://www.sunlution.com.br/portfolio-items/fazenda-figueiredo-go/>>. Acesso em: 23 jun. 2020. Citado na página 28.

TEIXEIRA, T. M. de N. Modelagem hidrodinâmica tridimensional do lago paranoá para análise dos efeitos da operação do reservatório. Dissertação de Mestrado em Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos, Brasília, p. 143, 2019. Citado na página 16.

THE ENERGY AND RESOURCES INSTITUTE. *Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector*. [S.l.], 2019. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 30.

TOLMASQUIM, M. T. Perspectivas e planejamento do setor energia no Brasil . *Estudos Avançados*, scielo, v. 26, p. 680 – 688, 00 2012. ISSN 680-4014. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142012000100017&nrm=iso>. Citado na página 15.

TRAPANI, K.; MILLAR, D. L. Proposing offshore photovoltaic (pv) technology to the energy mix of the maltese islands. *Energy Conversion and Management journal*, p. 18–26, 2013. Citado na página 15.

TRAPANI, K.; SANTAFE, M. R. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2015. Citado na página 26.

UEDA TSURUGI SAKURAI, S. T. A. I. K. K. Y. Performance analysis of pv systems on the water. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2008. Citado na página 22.

URBANETZ, J. J.; JR, E. C.; TIEPOLO, G. M. Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da utfpr. *IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.*, 2014. Citado na página 69.

WEG. *Eletrocentros. Central de Downloads. Eletrocentro Solar WEG.* 2020. Disponível em: <<https://www.weg.net/institucional/QA/pt/>>. Acesso em: 09 nov. 2020. Citado na página 52.

WERNER EGGON GERALDO. *ESW - Eletrocentro Solar.* Jaraguá do Sul/SC, 2020. 12 p. Citado na página 25.

WORLD WILDLIFE FUND. *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília.* Brasília, 2016. Citado na página 36.

YAHYAOU, I. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies.* [S.l.]: Elsevier Science, 2018. Volume 1: Solar and Wind Energies. Citado na página 30.