

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LUIZA DE SOUZA

**ESTUDOS SOBRE O IMPACTO AMBIENTAL E O
APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS
FLUTUANTES EM CORPOS DE ÁGUA DOCE**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LUIZA DE SOUZA

**ESTUDOS SOBRE O IMPACTO AMBIENTAL E O
APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS
FLUTUANTES EM CORPOS DE ÁGUA DOCE**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Souza, Luiza

Estudos sobre o impacto ambiental e o aproveitamento energético de plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce / Luiza Souza; orientação de Everthon Taghori Sica. - Florianópolis, SC, 2022.

101 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Fotovoltaica. 2. Módulos fotovoltaicos flutuantes. 3. Água doce. 4. Impacto ambiental. 5. Aproveitamento energético. I. Taghori Sica, Everthon. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. Estudos sobre o impacto ambiental e o aproveitamento energético de plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce.

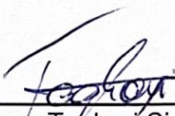
**ESTUDOS SOBRE O IMPACTO AMBIENTAL E O APROVEITAMENTO
ENERGÉTICO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES EM CORPOS DE
ÁGUA DOCE**

LUIZA DE SUZA

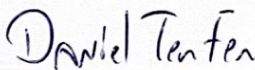
Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheira Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 27 de Julho, 2022.

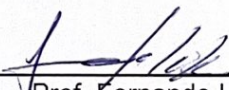
Banca Examinadora:



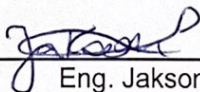
Prof. Everthon Taghori Sica, D. Eng.



Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina



Prof. Fernando Lila, Me.
Instituto Federal de Santa Catarina



Eng. Jakson de Souza
Statkraft Energias Renováveis

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus, pela minha vida e em especial pela minha família.

Aos meus pais, que são meus pilares e exemplos de vida. Sempre me apoiaram, incentivaram e me deram todo o suporte necessário, além de muito amor.

À minha família e amigos, por todo carinho, parceria e por entenderem minha ausência.

Ao meu namorado, Leonardo Garcia, pela companhia, apoio e compreensão.

Ao professor Everthon Taghori Sica, por todo apoio e por todos os aprendizados e conhecimentos compartilhados ao longo desta jornada.

E, por fim a todos que de uma forma ou outra contribuíram com minha caminhada até aqui.

RESUMO

A matriz energética brasileira é considerada hidro-termo-eólica, mas predominantemente hídrica. Dessa forma, em caso de crise hídrica, o Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ficar exposto ao déficit de energia elétrica. Com a finalidade de diminuir a dependência hídrica tem-se a necessidade da exploração de alternativas renováveis, como a produção de energia proveniente de módulos fotovoltaicos flutuantes. Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos ambientais e o aproveitamento energético de módulos fotovoltaicos flutuantes em corpos de água doce, por meio da pesquisa exploratória. Além do objetivo citado, um estudo de caso analisará a implantação de um sistema fotovoltaico flutuante na Usina Hidrelétrica de Passo Real. O estudo tem como objetivo definir as características climáticas da região da usina, dimensionar o sistema fotovoltaico flutuante, obter os resultados da geração fotovoltaica e analisar os aspectos de complementaridade energética. Obteve-se, por meio do estudo, que a quantidade de energia fotovoltaica flutuante gerada incrementará uma média anual de 4,02% na geração hídrica. A geração fotovoltaica flutuante é muito benéfica, principalmente em sistemas híbridos completos. No híbrido completo ocorre a conservação de geração hidrelétrica durante o período de pico da radiação solar sobre os painéis fotovoltaicos flutuantes. Apesar dos pontos positivos da geração, o impacto do sombreamento dos painéis pode ocasionar uma redução da oxigenação, gerando um efeito negativo na ictiofauna e um alastramento de algas tóxicas.

Palavras-chave: Fotovoltaica. Módulos fotovoltaicos flutuantes. Água doce. Impacto ambiental. Aproveitamento energético.

ABSTRACT

The Brazilian energy matrix is considered hydro-thermo-wind, but predominantly hydric. Thus, in the event of a water crisis, the National Interconnected System (SIN) may be exposed to an electric energy deficit. In order to reduce water dependence, there is a need to explore renewable alternatives, such as the production of energy from floating photovoltaic modules. This work aims to evaluate the environmental impacts and energy use of floating photovoltaic modules in freshwater bodies, through exploratory research. In addition to the aforementioned objective, a case study will analyze the implementation of a floating photovoltaic system at the Passo Real Hydroelectric Power Plant. The study aims to define the climatic characteristics of the region of the plant, dimension the floating photovoltaic system, obtain the results of photovoltaic generation and analyze the aspects of energy complementarity. It was obtained, through the study, that the amount of fluctuating photovoltaic energy generated will increase an annual average of 4.02% in hydro generation. Floating photovoltaic generation is very beneficial, especially in complete hybrid systems. In the complete hybrid, hydroelectric generation is conserved during the peak period of solar radiation on the floating photovoltaic panels. Despite the positive points of the generation, the impact of the shading of the panels can cause a reduction in oxygenation, generating a negative effect on the ichthyofauna and a spread of toxic algae.

Keywords: Photovoltaic. Floating photovoltaic modules. Fresh water. Environmental impact. Energy utilization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz de energia elétrica	17
Figura 2 – A estrutura de plantas fotovoltaicas flutuantes	28
Figura 3 – Gerador fotovoltaico de uma planta fotovoltaica submersa.....	28
Figura 4 – Gerador flutuante com filme fino encapsulado	29
Figura 5 – Painel PV flutuante rígido.....	30
Figura 6 – Matriz de Energia Elétrica do Nordeste Brasileiro	33
Figura 7 – Matriz de Energia Elétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	33
Figura 8 – Matriz de Energia Elétrica da região Sul	33
Figura 9 – Sistema Elétrico Centralizado	35
Figura 10 – Sistema Elétrico Futuro	36
Figura 11 – Representação de um sistema híbrido FPV-hidrelétrica	40
Figura 12 – Mapa das Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul	42
Figura 13 – Mapa da Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí	43
Figura 14 – Mapa da Hidrografia da Bacia do Alto Jacuí	44
Figura 15 – Usina Hidrelétrica de Passo Real.....	45
Figura 16 – Índices pluviométricos de Tupanciretã no ano de 2017	47
Figura 17 – Média de longo termo e média anual da precipitação de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020.....	48
Figura 18 – Temperatura do ar de Tupanciretã no ano de 2017	49
Figura 19 – Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020	49
Figura 20 – Umidade relativa do ar de Tupanciretã no ano de 2017.....	50
Figura 21 – Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020	51
Figura 22 – Índices de radiação de Tupanciretã no ano de 2017.....	52
Figura 23 – Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020	52
Figura 24 – Mapa da bacia hidrográfica do Guaíba com a indicação dos postos meteorológicos	54
Figura 25 – União das estações meteorológicas próximas	54
Figura 26 – Bissetriz dos ângulos formados pela união dos postos.....	55
Figura 27 – Mediatriizes das linhas traçadas	55

Figura 28 – Área de influência delimitada	56
Figura 29 – Índices pluviométricos de Jacuí no ano de 2017	57
Figura 30 – Média de longo termo e média anual da precipitação de Jacuí nos anos de 2017 a 2020	58
Figura 31 – Temperatura do ar de Jacuí no ano de 2017	58
Figura 32 – Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Jacuí nos anos de 2017 a 2020	59
Figura 33 – Umidade do ar de Jacuí no ano de 2017	60
Figura 34 – Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Jacuí nos anos de 2017 a 2020	60
Figura 35 – Índices de radiação de Jacuí no ano de 2017	61
Figura 36 – Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Jacuí nos anos de 2017 a 2020	62
Figura 37 – Módulo fotovoltaico HiKu CS3W-4360P da Canadian Solar	66
Figura 38 – Inversor central SIW750-5.0-690 da WEG	66
Figura 39 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2017	72
Figura 40 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2018	72
Figura 41 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2019	73
Figura 42 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2020	74
Figura 43 – Ilustração do possível posicionamentos dos grupos de módulos FV	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coeficientes de Thiessen	56
Tabela 2 – Características operacionais do módulo CS3W-430P	63
Tabela 3 – Características operacionais do inversor SIW750-5.0-690.....	64
Tabela 4 – Características gerais do inversor 1 e 2 do sistema FV	67
Tabela 5 – Características gerais do inversor 3 do sistema FV	68
Tabela 6 – Velocidade máxima do vento na UHE Passo Real.....	69
Tabela 7 – Produção mensal de energia FV flutuante no reservatório da UHE de Passo Real nos anos de 2017 a 2020.....	69
Tabela 8 – Produção de energia da UHE Passo Real	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ONS – Operador Nacional do Sistema

SIN – Sistema Interligado Nacional

FV – Fotovoltaica

FPV – Fotovoltaica Flutuante

FC – Fator de Capacidade

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado na Rede Elétrica

RED – Recursos Energéticos Distribuídos

GD – Geração Distribuída

RD – Resposta da Demanda

VE – Veículos Elétricos

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

SIGEL – Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico

RS – Rio Grande do Sul

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

SEMA – Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura

MLT – Média de Longo Termo

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	13
1.2	Definição do Problema	14
1.3	Objetivo Geral.....	14
1.4	Objetivos Específicos	15
1.5	Estrutura do Trabalho.....	15
2	ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	17
2.1	Aproveitamento do Potencial Fotovoltaico	18
2.2	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos	19
2.3	Impacto Ambiental de Plantas Fotovoltaicas	26
2.4	Plantas Fotovoltaicas Flutuantes em Corpos de Água Doce	26
2.5	Conclusão	31
3	COMPLEMENTARIEDADE ENERGÉTICA.....	32
3.1	Sistema de Recursos Energéticos Distribuídos.....	34
3.2	Sistemas Híbridos de Energia.....	37
3.3	Hidro-Fotovoltaica	39
3.4	Conclusão.....	40
4	ESTUDO DE CASO	42
4.1	Caracterização da Bacia Hidrográfica	42
4.2	Caracterização da Usina de Passo Real.....	45
4.2.1	Caracterização Geomorfológicas	46
4.2.2	Determinação das variáveis climáticas	46
4.2.3	Características climáticas da Bacia de estudo	53
4.3	Dimensionamento e Escolha dos Equipamentos	62
4.3.1	Características Operacionais do Módulo Fotovoltaico e Inversor	65
4.4	Resultados obtidos	67
4.4.1	Dados climatológicos	67
4.4.2	Equipamentos	67
4.4.3	Estruturas flutuantes	68
4.4.4	Velocidade do vento.....	68
4.4.5	Redução da evaporação	69
4.4.6	Complementariedade energética	69
4.4.7	Instalação do gerador FV no reservatório	74
5	CONCLUSÃO	76
	REFERÊNCIAS	78
	APÊNDICE A – GRÁFICOS METEOROLÓGICOS DAS ESTAÇÕES	82

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é considerada hidro-termo-eólica, mas com forte predominância hídrica, sendo os reservatórios de acumulação responsáveis em grande parte pela reserva inercial no que diz respeito à estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) (MENEZES e SICA, 2018). No entanto, em caso de crise hídrica, o SIN pode ficar desprovido de fontes energéticas oriundas de recursos energéticos primários estocáveis que proporcionem torque junto às unidades de geração de energia elétrica para manutenção da relação tensão-frequência do sistema elétrico de potência.

Nesse sentido, com a finalidade de atenuar a dependência hídrica e, também, de preservar a sustentabilidade do capital natural hídrico, deve-se prover o SIN com outras fontes energéticas complementares (SICA e CAMARGO, 2004). Dentre as diversas formas de aproveitamento dos recursos naturais para produção de eletricidade, tem-se a energia fotovoltaica proveniente de plantas flutuantes em corpos de água.

De um lado, a energia fotovoltaica é uma energia renovável, sustentável e limpa e está em rápido crescimento no mundo. Por outro lado, os custos de implantação, a baixa eficiência dos módulos e a área de ocupação necessária para instalações de usinas fotovoltaicas são fatores que retardam a exploração do potencial energético da energia fotovoltaica no Brasil (AHLERT, 2017; DULLIUS, 2019).

Desse modo, evidencia-se alguns aspectos de contorno ao objeto deste trabalho: compensação e estabilidade do SIN e dependência hídrica. Para tanto, com a finalidade de atenuar esses aspectos, propõem-se como uma das soluções, a geração por meio de usinas fotovoltaicas flutuantes.

1.1 Justificativa

Um dos possíveis aproveitamentos do recurso energético primário fotovoltaico (FV) em larga escala são as fazendas fotovoltaicas. Esses aproveitamentos são caracterizados pela ocupação de grandes áreas de solo, não necessariamente

afastada de centros urbanos, de forma a fornecer energia elétrica mais acessível para seus proprietários ou grupos que compartilham a mesma energia gerada, caso de consórcios de empresas, cooperativas e condomínios. Essa economia na fatura de energia ocorre por meio da compensação de energia, ou seja, após a fazenda fotovoltaica estar conectada na rede, toda a energia que ela injeta na rede será abatida das unidades consumidoras.

O mesmo acontece com a instalação de painéis fotovoltaicos nos telhados de residências e comércios, porém em menor área e consequentemente, menor capacidade de geração. Mas, também, há as denominadas plantas fotovoltaicas flutuantes. Esse sistema pode ser instalado sobre quaisquer corpos d'água, promovendo o aumento de geração com o efeito do resfriamento da água, a diminuição da evaporação de reservatórios e o possível crescimento de algas responsáveis pelo sombreamento da água (HARSHAL e PALLAVI, 2018).

1.2 Definição do Problema

Este trabalho apresenta o potencial de complementariedade energética e os impactos ambientais derivados do aproveitamento de estruturas de plantas fotovoltaicas sobre corpos d'água doce oriundas de hidrelétricas. A geração fotovoltaica flutuante resulta em impactos no ecossistema aquático devido ao sombreamento do corpo d'água, impedindo a incidência de luz natural responsável pela fotossíntese. Isso reduz a oxigenação do corpo d'água resultando em impacto ambiental negativo sobre a ictiofauna e na degradação da biomassa de algas e proliferação de algas tóxicas (HAAS et al, 2020). Este trabalho, também aborda, o aproveitamento desse tipo de planta fotovoltaica como complementaridade à produção hidrelétrica, sendo ambos aproveitamentos conectados junto a mesma subestação existente.

1.3 Objetivo Geral

Avaliar os impactos ambientais e o aproveitamento energético de plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce, analisando os aspectos de

complementaridade energética, de uso e não-uso do capital natural hídrico oriundo do reservatório hidrelétrico e dos impactos ambientais positivos e negativos.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos do trabalho são:

- a) avaliar o impacto ambiental da inserção de plantas fotovoltaicas em corpos de água doce;
- b) elencar os benefícios da utilização de plantas fotovoltaicas flutuantes;
- c) analisar o aproveitamento energético de plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce;
- d) analisar os aspectos de complementaridade energética do capital hídrico; e
- e) caracterizar o tipo de material e estruturas utilizadas nos módulos e o melhor sistema estrutural de flutuação.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. O capítulo 1 está relacionado com a introdução ao tema que será abordado neste trabalho. Dessa forma compreende além da introdução, a justificativa, e os objetivos gerais e específicos do tema proposto.

No segundo capítulo será apresentado a revisão bibliográfica acerca da energia fotovoltaica, plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce. Com enfoque no aproveitamento energético, seus benefícios e impactos ambientais por meio da pesquisa exploratória.

O terceiro capítulo compreende, por meio da pesquisa exploratória, os conceitos de complementariedade energética, os recursos energéticos distribuídos, os sistemas híbridos de energia e a geração por meio da hidro-fotovoltaica.

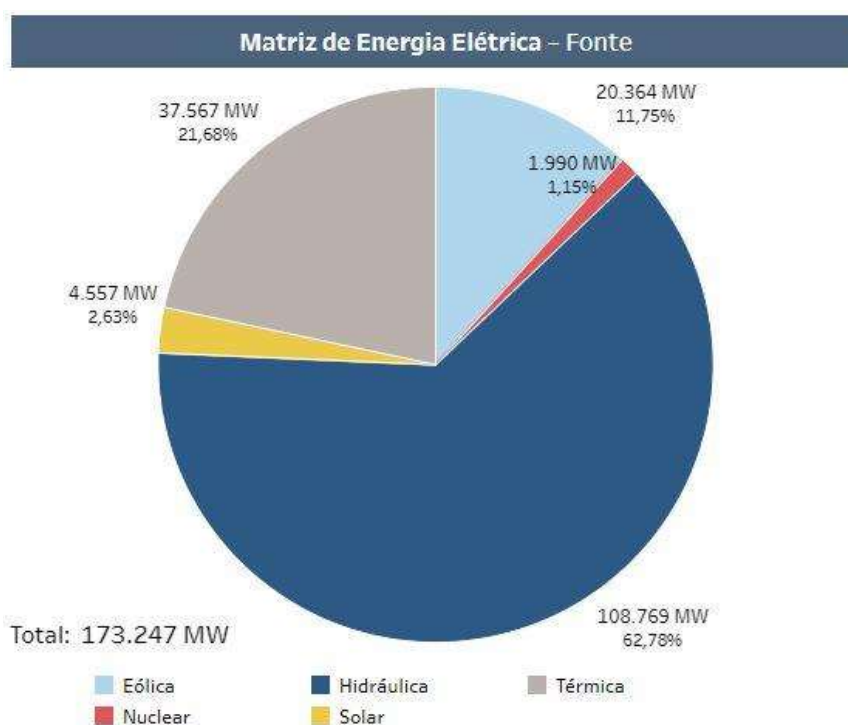
O quarto capítulo é exclusivo para o estudo de caso, com a caracterização da usina, determinação das variáveis climáticas, dimensionamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico e, os resultados obtidos com a inserção do sistema fotovoltaico proposto no estudo. E, por fim, o quinto capítulo apresenta a conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia fotovoltaica é renovável e amplamente promissora energeticamente e economicamente, o que a torna uma fonte de energia muito conveniente (HAAS et al, 2020). A energia fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Essa conversão de energia ocorre por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotovoltaico (IMHOFF, 2007).

De acordo com dados obtidos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no ano de 2021, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou uma capacidade instalada de 172.184 MW. Porém, de acordo com a Figura 1, apenas 2,6% desta capacidade foi gerada com energia fotovoltaica.

Figura 1 – Matriz de energia elétrica



Fonte: ONS (2022).

À medida que a demanda por energia renovável aumenta e a disponibilidade de locais diminui, em consequência do aumento populacional ou pelo fato de competir com outros usos do solo, novas soluções devem ser encontradas para ampliar suas possibilidades de geração de energia elétrica. A energia fotovoltaica

flutuante é baseada na tecnologia de painel fotovoltaico montado no solo, porém, mais desenvolvida e beneficia uma ampla gama de possibilidades de instalação, seja em lagos, mares, oceanos ou reservatórios (KHENNICHEU et al, 2021).

O painel fotovoltaico flutuante pode ser instalado em corpos d'água naturais ou artificiais. Reservatórios hidrelétricos são exemplos do último, e eles podem ser particularmente atraentes para usinas fotovoltaicas flutuantes (FPV) dada a infraestrutura existente. Isso inclui o acesso a estradas e sistemas de conexão e transmissão, que são uma barreira comum para implantação fotovoltaica. A área de FPVs instalados define um mínimo nível de água, a fim de evitar o encalhe das estruturas, o que limita o alcance operacional das plantas fotovoltaicas (HAAS et al, 2020).

2.1 Aproveitamento do Potencial Fotovoltaico

O máximo aproveitamento do potencial fotovoltaico anual é obtido quando os módulos estão orientados na mesma angulação da latitude do local onde será instalado, conforme a Equação (1). E, é nesta angulação e com a face virada na direção Norte que se tem a maior irradiação solar diária média para sistemas fixos sem rastreamento.

$$P_{FV,STC}^0 = \frac{E \left[\frac{kWh}{m\hat{e}s} \right] \times G_{STC} \left[\frac{kW}{m^2} \right]}{H_{méd, total} \left[\frac{kWh}{m^2 dia} \right] \times dias \left[\frac{dias}{m\hat{e}s} \right] \times TD} [Wp] \quad (1)$$

em que,

$P_{FV,STC}^0$ é a potência instalada inicial do sistema FV no STC;

E é a energia inicial desejada para a produção do sistema FV;

G_{STC} é a irradiância no STC (1000 W/m²);

$H_{méd, total}$ é a irradiação média total no local; e

TD é a taxa de desempenho (ou PR, *performance ratio*) estimado entre 0,75 a 0,85.

As condições padrão, denominada de STC, do inglês, *Standard Test Conditions*, são parâmetros elétricos definidos por meio da testagem de módulos

fotovoltaicos em laboratórios. Valores esses definidos como temperatura da célula em 25°C e irradiância em 1000W/m² (BERTO, 2017).

2.2 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Após definida a quantidade de energia elétrica que se deseja obter por mês com o sistema fotovoltaico conforme (1), é necessário definir a quantidade de módulos de acordo com a Equação (2):

$$N_{módulos}^0 = \frac{P_{FV,STC}^0}{P_{FV,STC}^{módulo}} \quad (2)$$

em que,

$N_{módulo}^0$ é a quantidade inicial de módulos;

$P_{FV,STC}^0$ é a potência inicial do sistema FV nas condições do STC; e

$P_{FV,STC}^{módulo}$ é a potência do módulo FV nas condições do STC.

A potência máxima de pico (P_{mp}) é adquirida pelo produto entre a corrente (I_{mp}) e a tensão (V_{mp}) máxima de pico. Porém, esses valores variam com a temperatura. Para calcular a taxa de variação da máxima potência do módulo ou gerador fotovoltaico se faz necessário do uso do coeficiente de temperatura de potência no ponto de máxima potência (Y_{Pmp}), obtido pela Equação (3).

$$Y_{Pmp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \frac{1}{I_{mp}} \right) \left[\frac{\%}{^\circ C} \right] \quad (3)$$

em que,

Y_{Pmp} é o coeficiente de temperatura no ponto de máxima potência;

$\frac{dP_{mp}}{dT}$ é a derivada da potência máxima de pico em relação a temperatura

P_{mp} é a potência máxima de pico;

$\frac{dV_{mp}}{dT}$ é a derivada da tensão máxima de pico em relação a temperatura;

V_{mp} é a tensão máxima de pico; e

$\frac{dI_{mp}}{dT}$ é a derivada da corrente de máxima de pico em relação a temperatura.

Outra característica apresentada pelos módulos fotovoltaicos é que o coeficiente de temperatura de tensão no ponto de máxima potência ($Y_{V_{mp}}$) é aproximadamente igual ao coeficiente de temperatura referente a máxima tensão de circuito aberto ($Y_{V_{oc}}$), Equação (4):

$$Y_{V_{oc}} = \frac{dV_{oc}}{dT} \frac{1}{V_{oc}} \left[\%/^{\circ}C \right] = Y_{V_{mp}} = \frac{dV_{mp}}{dT} \frac{1}{V_{mp}} \left[\%/^{\circ}C \right] \quad (4)$$

em que,

$Y_{V_{oc}}$ é o coeficiente de temperatura referente à máxima tensão de circuito aberto;

$\frac{dV_{oc}}{dT}$ é a derivada da tensão de circuito aberto em relação a temperatura;

V_{oc} é a tensão de circuito aberto;

$Y_{V_{mp}}$ é o coeficiente de temperatura referente à máxima tensão de pico;

$\frac{dV_{mp}}{dT}$ é a derivada de máxima potência em relação a temperatura; e

V_{mp} é a tensão de máxima potência.

E, pela Equação (5) tem-se que o coeficiente de temperatura do ponto de máxima corrente ($Y_{I_{mp}}$), também é aproximadamente igual ao coeficiente de máxima corrente de curto-circuito ($Y_{I_{sc}}$).

$$Y_{I_{sc}} = \frac{dI_{sc}}{dT} \frac{1}{I_{sc}} \left[\%/^{\circ}C \right] = Y_{I_{mp}} = \frac{dI_{mp}}{dT} \frac{1}{I_{mp}} \left[\%/^{\circ}C \right] \quad (5)$$

em que,

$Y_{I_{sc}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima corrente de curto-circuito;

$\frac{dI_{sc}}{dT}$ é a derivada da máxima corrente de curto-circuito em relação a temperatura

I_{sc} é a máxima corrente de curto-circuito;

$Y_{I_{mp}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima corrente de pico;

$\frac{dI_{mp}}{dT}$ é a derivada da corrente máxima de pico em relação a temperatura; e

I_{mp} é a corrente máxima de pico.

O desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados na Rede (SFCR) depende do Fator de Capacidade (FC), que é um indicador de desempenho da planta fotovoltaica, ou seja, é a relação entre a produção efetiva e a produção máxima contínua, conforme Equação (6) (DULLIUS, 2019).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{\sum(P_{FV}^0 \times \Delta t)} \quad (6)$$

em que,

FC é o fator de capacidade;

$P_{saída}$ é a potência entregue a carga [kW] entre os períodos t_1 [h] e t_2 [h];

P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador [kWp]; e

Δt é o intervalo de tempo (t_1 - t_2) [h].

A produtividade do sistema fotovoltaico (Y_F) em um determinado intervalo de tempo (t_1 , t_2) é a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador, conforme Equação (7):

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{\sum(P_{FV})} \quad (7)$$

em que,

Y_F é a produtividade do sistema fotovoltaico [kWh/kWp];

$P_{saída}$ é a potência entregue a carga [kW] entre os períodos t_1 [h] e t_2 [h]; e

P_{FV}^0 é a potência nominal inicial de saída dos módulos [kWp].

Em um sistema totalmente livre de perdas, operando em temperatura ambiente de 25°C e no ponto de máxima potência, o valor de Y_F coincidirá com o valor médio da energia incidente sobre o gerador fotovoltaico no intervalo de tempo considerado.

Outro fator a ser analisado quanto ao desempenho dos painéis fotovoltaicos é a eficiência no ponto de máxima potência em um determinado intervalo de tempo (t_1 , t_2), conforme Equação (8):

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (8)$$

em que,

η_{SPMP} é a eficiência no ponto de máxima potência;

P_{FV} é a potência máxima nominal do gerador fotovoltaico [kW]; e

P_{mp} é a potência máxima de pico [kWp].

Onde a potência máxima do gerador fotovoltaico pode ser obtida conforme Equação (9):

$$P_{FV} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 + \gamma P_{mp} (T_c - T_{c,ref})] \eta_{SPMP} \quad (9)$$

em que,

P_{FV} é a potência nominal do gerador [kWp];

P_{FV}^0 é a potência nominal inicial de saída dos módulos [kWp];

$H_{t,\beta}$ é a irradiância sobre o plano do gerador [W/m²];

H_{ref} é a irradiância padrão em 1000 W/m²;

η_{SPMP} são as perdas no processo de seguimento do ponto de máxima potência;

γP_{mp} é o coeficiente de temperatura no ponto de máxima potência [%/°C];

T_c é a temperatura equivalente de operação [°C]; e

$T_{c,ref}$ é a temperatura equivalente de operação nas condições padrões do STC [°C].

Assim como os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos estão na condição padrão STC, os módulos também apresentam um padrão para os quais foram projetados em operação, denominado de Temperatura Nominal de operação da célula, do inglês, *Normal Operation Cell Temperature* (NOCT).

A temperatura de operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica é obtida através da correção da máxima potência do gerador fotovoltaico, sob temperatura ambiente.

$$T_c = T_{amb} + H_{t,\beta} \times \left(\frac{T_{NOCT} - T_{NOCT,fab}}{H_{NOCT,fab}} \right) \times 0,9 \quad (10)$$

em que,

T_c é a temperatura equivalente de operação [°C];

T_{amb} é a temperatura ambiente [°C];

$H_{t,\beta}$ é a irradiância sobre o plano do gerador [W/m²];

$H_{NOCT,fab}$ é a irradiância nominal sob condições de fabricação em NOCT [W/m²];

T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação [°C]; e

$T_{NOCT,fab}$ é a temperatura nominal sob condições de fabricação em NOCT [°C].

O dimensionamento do gerador fotovoltaico está atrelado ao aproveitamento da irradiação incidente no local do gerador e a capacidade de captação desta energia pelos módulos e a consequente conversão CC-CA pelo inversor do sistema de geração. O subdimensionamento do inversor do gerador fotovoltaico pode expor o equipamento a níveis de temperatura elevadas, o que reduz a vida útil. Porém, esse subdimensionamento melhora o funcionamento do sistema, como por exemplo, em dias nublados, força o equipamento a entregar uma energia melhor (qualidade) – o que não ocorre com baixas potências. O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é a relação da potência do inversor e a potência dos módulos fotovoltaicos, de acordo com a Equação (11):

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{FV}^0} \quad (11)$$

em que,

FDI é o fator de dimensionamento do inversor;

P_{FV}^0 é a potência nominal de saída do gerador fotovoltaico [kWp]; e

P_{INV}^0 é a potência nominal do inversor [kW];

Para verificar e dimensionar o correto funcionamento do inversor do gerador fotovoltaico, deve-se verificar as condições de comportamento dos parâmetros elétricos frente a temperatura local. Assim, após obter os valores de T_c , de coeficiente de temperatura de máxima potência e da potência máxima do gerador fotovoltaico sob as condições de operação, calcula-se o intervalo de tensão de circuito aberto dos sistemas fotovoltaicos conectados na rede elétrica (SFCA), conforme Equação (12):

$$V_{OC,min}^{SFCR} = N_s \times V_{OC,ref}[V] \times \left(1 + \frac{\gamma_{V_{OC}}[\%]}{100} \times (T_{amb,max} - 25) \right) \quad (12)$$

em que,

$V_{OC,min}^{SFCR}$ é a tensão de circuito aberto mínimo do SFCR [V];

N_s é o número de módulos fotovoltaicos em série por *string*;

$T_{amb,max}$ é a temperatura ambiente máxima [°C];

$\gamma_{V_{OC}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima tensão de circuito aberto [%/°C]; e

$V_{OC,ref}$ é a tensão de circuito aberto do módulo em STC [V].

A tensão de circuito aberto máxima do SFCR é obtido por meio da Equação (13):

$$V_{OC,max}^{SFCR} = N_s \times V_{OC,ref}[V] \times \left(1 + \frac{\gamma_{V_{OC}}[\%]}{100} \times (T_{amb,min} - 25) \right) \quad (13)$$

em que,

$V_{OC,max}^{SFCR}$ é a tensão de circuito aberto máxima do SFCR [V];

N_s é o número de módulos fotovoltaicos em série por *string*;

$T_{amb,min}$ é a temperatura ambiente mínima [°C];

$\gamma_{V_{OC}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima tensão de circuito aberto [%/°C]; e

$V_{OC,ref}$ é a tensão de circuito aberto do módulo em STC [V].

Em seguida, calcula-se de tensão de entrada na máxima e mínima transferência de potência e a corrente máxima de curto-circuito do SFCR, segundo Equação (14):

$$V_{pm,max}^{SFCR} = N_s \times V_{pm,ref}[V] \times \left(1 + \frac{\gamma_{V_{pm}}[\%]}{100} \times (T_{amb,min} - 25) \right) \quad (14)$$

em que,

$V_{pm,max}^{SFCR}$ é a tensão máxima de pico do SFCR [V];

N_s é o número de módulos fotovoltaicos em série por *string*;

$T_{amb,min}$ é a temperatura ambiente mínima [°C];

$\gamma_{V_{pm}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima tensão de pico [%/°C]; e

$V_{pm,ref}$ é a tensão máxima de pico do módulo em STC [V].

Na Equação (15), tem-se o equacionamento para obtenção da tensão na mínima transferência de potência dos sistemas fotovoltaicos conectados na rede elétrica,

$$V_{pm,min}^{SFCR} = N_s \times V_{pm,ref} [V] \times \left(1 + \frac{\gamma_{V_{pm}} [\%]}{100} \times (T_{amb,max} - 25) \right) \quad (15)$$

em que,

$V_{pm,min}^{SFCR}$ é a tensão mínima de pico do SFCR [V];

N_s é o número de módulos fotovoltaicos em série por *string*;

$T_{amb,max}$ é a temperatura ambiente máxima [°C];

$\gamma_{V_{pm}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima tensão de pico [%/°C]; e

$V_{pm,ref}$ é a tensão máxima de pico do módulo em STC [V].

E, para finalizar os parâmetros elétricos de operação dos módulos, a Equação (16) indica a corrente máxima de curto-circuito que o SFCR pode operar sem ocasionar danos ao sistema.

$$I_{SC,max}^{SFCR} = N_{string} \times I_{SC,ref} [A] \times \left(1 + \frac{\gamma_{I_{SC}} [\%]}{100} \times (T_{amb,max} - 25) \right) \quad (16)$$

em que,

$I_{SC,max}^{SFCR}$ é a corrente máxima de curto-circuito do SFCR [A];

N_{string} é o número de *strings* do gerador fotovoltaico;

$T_{amb,max}$ é a temperatura ambiente máxima [°C];

$\gamma_{V_{pm}}$ é o coeficiente de temperatura do ponto de corrente de curto circuito [%/°C];

$I_{SC,ref}$ é a corrente de curto-circuito do módulo em STC [A].

2.3 Impacto Ambiental de Plantas Fotovoltaicas

As usinas fotovoltaicas flutuantes podem ser instaladas em corpos d'água, principalmente em reservatórios hidrelétricos. Porém, Haas et al (2020) analisaram que há impactos no ecossistema aquático devido ao sombreamento do corpo d'água, impedindo a incidência de luz natural responsável pela fotossíntese. Isso reduz a oxigenação do corpo d'água resultando em impacto ambiental negativo sobre a ictiofauna e na degradação da biomassa de algas e proliferação de algas tóxicas (HAAS et al, 2020).

Dobre, Turcano e Crăciunescu (2021) apontaram outros impactos ambientais causados pelas plantas fotovoltaicas flutuantes. Como, a redução da evaporação, a formação de ondas e o aumento do desempenho dos painéis por meio do resfriamento natural do corpo de água, reduzindo o gradiente térmico. Além disso, indicaram uma menor área de sombreamento e uma menor quantidade de poeira sobre os módulos fotovoltaicos em comparação com usinas fotovoltaicas terrestres.

No entanto, as plantas fotovoltaicas flutuantes também podem restringir a operação da energia hidrelétrica porque um nível de água precisa ser mantido para evitar o encalhe de estruturas FPV (HAAS et al, 2020).

2.4 Plantas Fotovoltaicas Flutuantes em Corpos de Água Doce

Usinas flutuantes operam com os mesmos módulos fotovoltaicos que sistemas ancorados em terra, por isso, a diferença crucial nos custos do investimento está na estrutura flutuante, sistema de ancoragem, amarração e cabos elétricos, principalmente quando estes possuem características de isolamento e blindagem capazes de garantir proteção contra a degradação por umidade (DULLIUS, 2019; PV TECH, 2018). Segundo Harshal e Pallavi (2018), os componentes presentes nos sistemas fotovoltaicos flutuantes são:

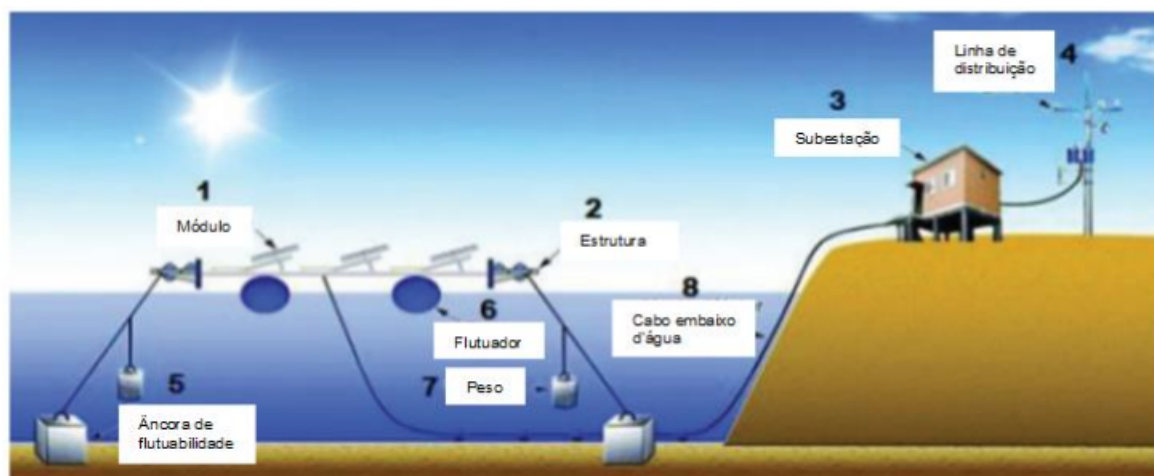
- a) Pontões - dispositivos flutuantes feitos de polímeros e que têm flutuabilidade suficiente para flutuar na água com uma carga pesada colocada sobre ela;

- b) Flutuadores - flutuadores ocos de plástico com flutuabilidade eficaz para relação de peso próprio são conectados em série, de modo a formar um enorme pontão; são basicamente feitos de polietileno de alta densidade, conhecido por sua resistência à tração, livre de manutenção, UV e não corrosivo; e
- c) Sistema de amarração - estrutura permanente que mantém os painéis em mesma posição e evita o giro ou movimentação indevida dos módulos devido às ondas da água ou à pressão do ar; o sistema de amarração para plataforma flutuante pode ser feita com estropos de corda de fio de Nylon que pode ser amarrado a postes de amarração no banco ou amarrado em cada canto.

As estruturas de apoio de plantas fotovoltaicas flutuantes são diferenciadas em quatro grupos principais, são elas: matrizes inclinadas, submerso, filme fino e material de mudança de fase microencapsulada. De acordo com Dobre, Turcano e Crăciunescu (2021), as características de cada estrutura de apoio são caracterizadas como:

- a) Plantas por matriz inclinada - na Figura 2 é representada a estrutura geral de uma usina fotovoltaica flutuante com painéis fotovoltaicos inclinados em um pontão rígido. Os módulos fotovoltaicos rígidos inclinados, 1, e as estruturas do suporte mecânico, 2, estão assentadas nos pontões, 6. A estrutura mecânica de suporte, 2, é ancorada pelos pesos, 7, por meio dos cabos, 5. A energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos, 1, é entregue pelos cabos elétricos subaquáticos, 8, através da estação de energia, 3, para a linha elétrica, 4;

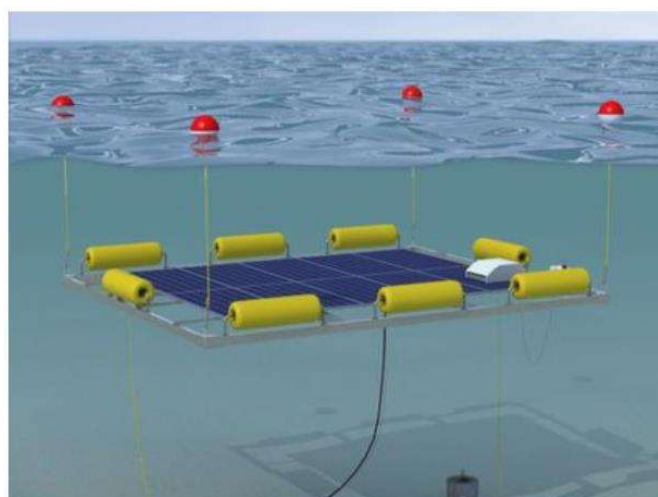
Figura 2 – A estrutura de plantas fotovoltaicas flutuantes



Fonte: Adaptado de Harshal e Pallavi (2018).

- b) Plantas submersas - na Figura 3, tem-se o gerador fotovoltaico de uma planta fotovoltaica flutuante submersa. A primeira vantagem dos módulos fotovoltaicos submersos é que operam com baixo gradiente térmico, garantido pela temperatura relativamente constante da água ao redor deles, mais baixos do que a temperatura do ar sobre a água. Como resultado, devido à submersão, os módulos fotovoltaicos irão operar com maior eficiência de conversão do que se fossem colocados sobre a água. Além disso, a limpeza de quaisquer impurezas que reduzam sua eficiência é feita pelo natural movimento das ondas causado pelo vento;

Figura 3 – Gerador fotovoltaico de uma planta fotovoltaica submersa

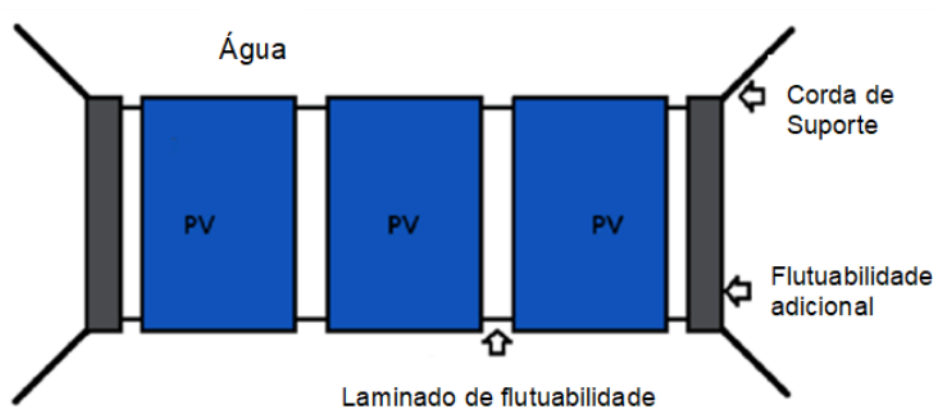


Fonte: Dobre, Turcano e Crăciunescu (2021).

- c) Plantas com filme fino - os módulos fotovoltaicos de filme fino são leves e flexíveis. Como resultado, devido ao seu baixo peso, suas estruturas de suporte serão mais leves do que os geradores fotovoltaicos convencionais e, também, devido à sua flexibilidade, sua integridade não será afetada pela presença de ondas. Os módulos fotovoltaicos flutuantes de filme fino são encapsulados em folhas de polímero à prova d'água com alta transparência e baixa rigidez. No processo de encapsulamento, os airbags são incluídos, entre as folhas de polímero e o filme fino, para contribuir para a flutuabilidade dos módulos fotovoltaicos.

A Figura 4 ilustra o módulo de um gerador FV flutuante com filme fino encapsulado em folha de polímero transparente e, todo o conjunto é ancorado com cabos pelos pesos de amarração.

Figura 4 – Gerador flutuante com filme fino encapsulado



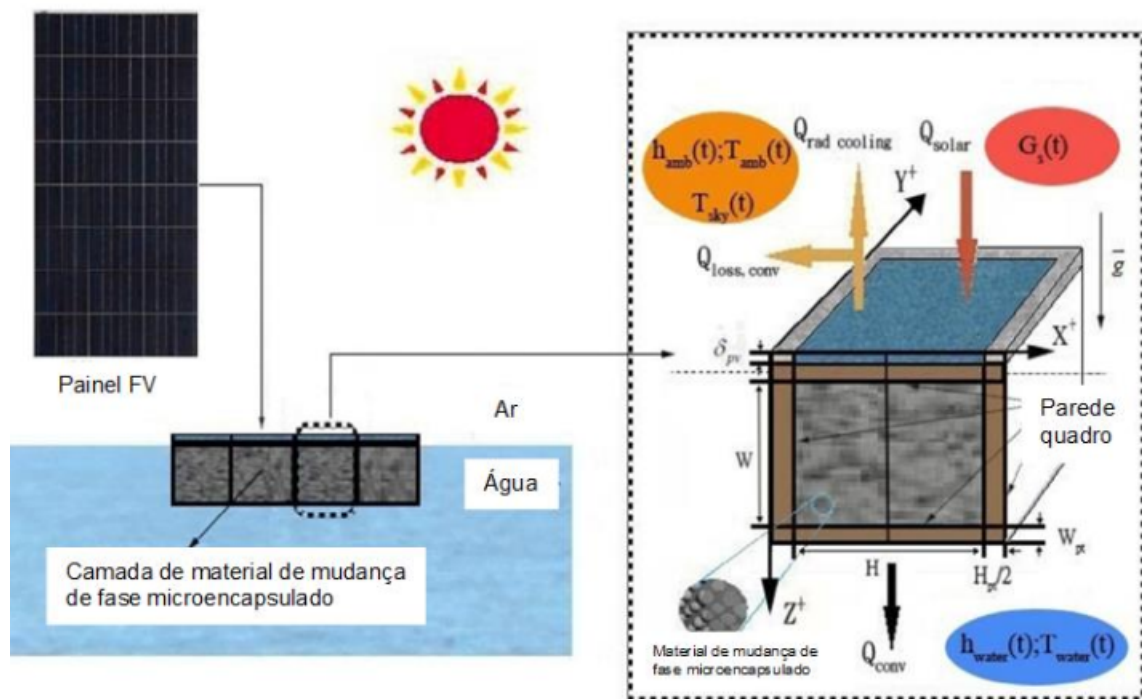
Fonte: Adaptado de Pringle, Handler e Pearce (2017).

- d) Plantas com material de mudança de fase microencapsulado - durante a operação de uma planta fotovoltaica, a temperatura das células fotovoltaicas aumenta à medida que o nível de energia solar absorvida pela radiação aumenta. Para limitar o aumento da temperatura da célula a um determinado valor, que deve ser mantido constante, embora o nível de radiação solar continue a aumentar, tem sido proposto o uso de acumuladores de calor latentes. Esses acumuladores são feitos dos chamados materiais de mudança de fase, cujos estados de agregação

mudam em temperaturas constantes, embora, por estas mudanças, eles troquem calor com o meio ambiente. Assim, para a maioria dos materiais de mudança de fase, durante sua transição do estado sólido para o líquido, as temperaturas permanecem constantes em um valor entre 20 e 60 graus Celsius;

A Figura 5 ilustra um painel PV flutuante rígido que tem anexado na parte traseira um acumulador de calor latente, feito em forma de uma série de cápsulas com material de mudança de fase. Quando a temperatura do painel PV aumentar e se tornar igual à temperatura de fusão específica do acumulador, a temperatura das células do painel PV estagnará porque o calor que eles desenvolvem, ao nível do absorvido radiação solar, será absorvida a temperatura constante pelo acumulador de calor latente. Alguns materiais de mudança de fase têm densidade mais baixa do que a água e podem contribuir para a flutuabilidade dos painéis fotovoltaicos na parte traseira dos quais estão fixados.

Figura 5 – Painel PV flutuante rígido



Fonte: Adaptado de Ho, Chou e Lai (2016).

A Figura 5 apresenta o processo de um painel fotovoltaico flutuante com um acumulador de calor latente anexado na parte traseira, feito com material de

mudança de fase. Quando a temperatura do painel FPV aumentar e se igualar com a temperatura de fusão específica do acumulador de calor anexado, a temperatura irá parar de aumentar, pois o calor desenvolvido por elas será transferido a uma temperatura constante pelo acumulador de calor latente. Esses materiais de mudança de fase podem contribuir com a flutuabilidade do painel fotovoltaico flutuante porque apresentam densidade mais baixa que a água (DOBRE; TURCANO e CRĂCIUNESCU, 2021).

2.5 Conclusão

Diante da necessidade de expansão de energia renovável e diminuição do uso e ocupação do solo, em decorrência do aumento populacional, uma alternativa encontrada foi a construção de plantas fotovoltaicas flutuantes. O módulo fotovoltaico flutuante pode ser instalado em corpos de água naturais ou artificiais, muito utilizado em reservatórios hidrelétricos.

Apesar de ser uma geração de energia muito promissora, as plantas fotovoltaicas flutuantes apresentam alguns impactos ambientais. Devido a redução da oxigenação do corpo d'água causando um impacto ambiental negativo na ictiofauna e contribuindo para a proliferação de algas tóxicas. Além dessas consequências há, também, uma redução da evapotranspiração do lago do reservatório e o resfriamento dos módulos. Este resfriamento reduz a derivada térmica e com isso há uma melhora no desempenho dos módulos.

Foram apresentados os tipos de estruturas de apoio: plantas por matrizes inclinadas, submersas, com filme fino, e com material de mudança de fase microencapsulado. Desse modo, uma aplicabilidade que tende a ser muito prometedora é a utilização dos painéis fotovoltaicos flutuantes em complementariedade energética com as hidrelétricas onde em seus reservatórios estarão instalados o sistema fotovoltaico.

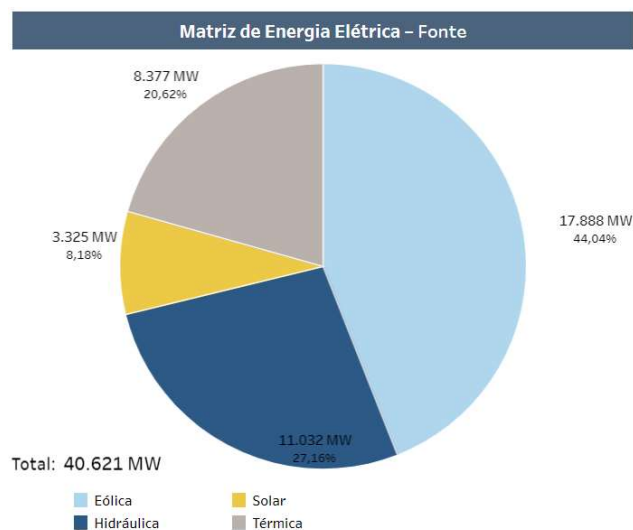
3 COMPLEMENTARIEDADE ENERGÉTICA

Segundo dados do ONS (2022), 62,8% da capacidade instalada do SIN é proveniente de hidrelétricas. Porém, futuramente esse percentual tende a diminuir com a exploração de novas fontes de energia renováveis, como o aproveitamento energético proveniente do sol e dos ventos. A matriz energética brasileira é constituída, de acordo com o Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico da Agência Nacional de Energia Elétrica, por 1.424 unidades de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 966 centrais geradoras de hidrelétricas (CGH) e 463 usinas hidrelétricas (UHE) (SIGEL, 2022).

De acordo com Fang *et al.* (2017) fatores como o aumento populacional, o desenvolvimento industrial e as mudanças climáticas contribuem ainda mais para a necessidade da otimização da utilização dos recursos hídricos. Dada a importância desses recursos para a sociedade, estudos cada vez mais frequentes tem trazido a atenção de pesquisadores e agências regulatórias de todo o mundo.

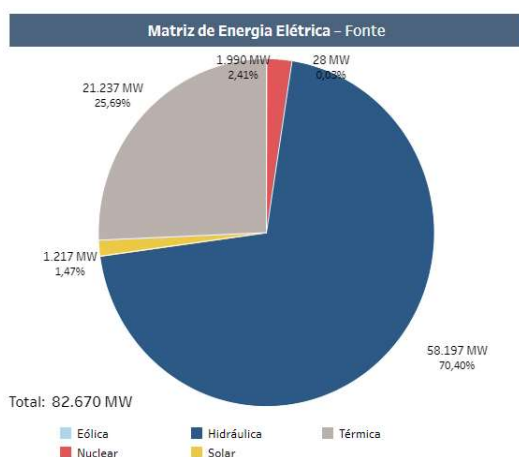
Como visto anteriormente, a matriz energética brasileira é composta pela maior parte por usinas hidrelétricas, porém em determinados subsistemas este tipo de geração está deixando de ser prioridade, principalmente, por questões climáticas. No Nordeste brasileiro, devido à escassez hídrica apresentada nos últimos anos pelos períodos de secas, há a necessidade de se utilizar outras fontes de energia para compensar este déficit na geração de eletricidade. Essa região, durante períodos de estiagem, apresenta fortes ventos o que favorece a geração do tipo eólica, além de ser naturalmente provida de irradiação solar. Uma solução à essa escassez é utilizar as fontes eólica e solar como complementariedade energética.

Conforme a Figura 6, de acordo com dados do ONS (2021) na região Nordeste, além de uma forte predominância eólica, há um crescimento da geração fotovoltaica, o que reduz a necessidade da operação das usinas térmicas, visto que não são favoráveis no quesito ambiental e econômico para esta compensação.

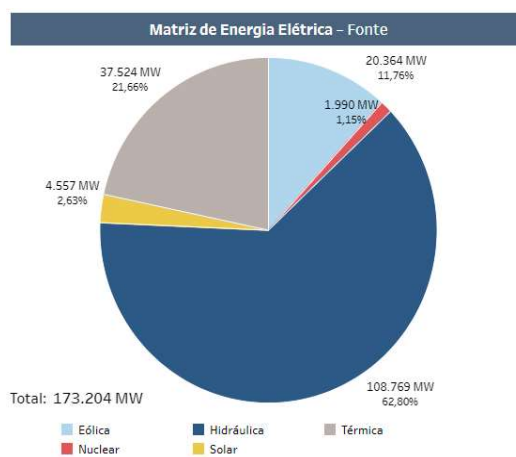
Figura 6 – Matriz de Energia Elétrica do Nordeste Brasileiro

Fonte: ONS (2021).

Já na Figura 7 e Figura 8, pode-se observar que nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, as usinas hidrelétricas compreendem mais de 70% da capacidade instalada do SIN. As regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste possuem forte predominância hidráulica, diferentemente do Nordeste. Já o subsistema Sul possui aproveitamentos eólicos, o que no Sudeste e Centro-Oeste é mínimo.

Figura 7 – Matriz de Energia Elétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: ONS (2021).

Figura 8 – Matriz de Energia Elétrica da região Sul

Fonte: ONS (2021).

Nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, visto a grande incidência de aproveitamento de energia proveniente de fonte hidráulica, uma possível solução para períodos de crise hídrica é utilizar a geração fotovoltaica como complementariedade energética. Sendo assim, com o predomínio das usinas hidrelétricas, pode-se explorar

mais a geração fotovoltaica por meio das plantas flutuantes instaladas nos reservatórios, ou mesmo a diversidade de sistemas de recursos energéticos distribuídos.

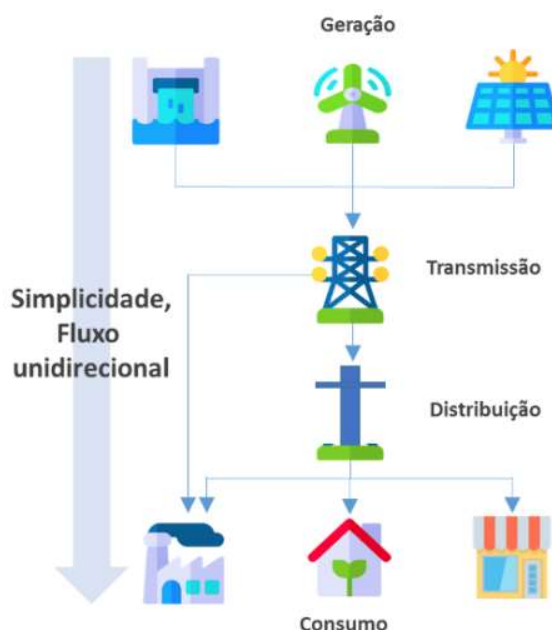
3.1 Sistema de Recursos Energéticos Distribuídos

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são tecnologias de geração de energia elétrica, localizados na área de uma determinada concessionária de distribuição, geralmente próximo as unidades consumidoras (EPE, 2019). Os RED contemplam as seguintes tecnologias: i) geração distribuída (GD); ii) armazenamento de energia; iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga; iv) eficiência energética; e v) resposta da demanda (RD) (FGV, 2016).

O acelerado crescimento dos RED é justificado por essas tecnologias apresentarem um elevado potencial interruptivo, capaz de transformarem os sistemas elétricos que hoje são operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente (EPE, 2019). Essa definição de RED pode ser ampliado para englobar eficiência energética, resposta da demanda e gerenciamento pelo lado da demanda.

De acordo com a EPE (2019), até o ano de 2025 será possível observar uma transição de sistemas centralizados para híbridos. Essa transição acarretará uma alteração dos fluxos de energia e um aumento na complexidade dos sistemas elétricos, conforme apresentado nas Figura 9 e Figura 10.

Figura 9 – Sistema Elétrico Centralizado



Fonte: Adaptado de EPE (2019).

De acordo com a Figura 9, pode-se perceber um sistema elétrico centralizado, com o fluxo de energia em apenas um sentido. Fluxo esse iniciado com uma fonte de geração, seja ela hídrica, eólica, solar, térmica entre outras e posteriormente transmitida e distribuída para o consumidor por meio das redes de transmissão e distribuição. Com a inserção em massa de Recursos Energéticos Distribuídos, o setor elétrico demandará de novas práticas de planejamento de expansão e operação. A integração ao sistema propiciará diversos benefícios, como a redução de perdas elétricas, devido ao fato da geração e consumo estarem mais próximos, e uma melhor confiabilidade para operadores (EPE, 2019).

Figura 10 – Sistema Elétrico Futuro



Fonte: Adaptado de EPE (2019).

Conforme a Figura 10, a introdução dos RED tem influências em outros setores como os de transporte e de calor. As projeções de combustíveis, por exemplo, acabam se conectando com a entrada de geradores distribuídos e de veículos elétricos. Portanto, um planejamento horizontal e integrado (interação com outros setores) também passa a ser uma necessidade no contexto de grande penetração dos RED (EPE, 2019), tal como o planejamento integrado de recursos energéticos.

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), apresenta três formas de Recursos Energéticos Distribuídos: micro e minigeração distribuída, veículos elétricos e eficiência energética. A projeção do mercado de micro e minigeração distribuída para o PNE 2050 é fundamentada na teoria da difusão de inovações de Rogers (2003), e construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass, tal teoria e modelo são pautados, respectivamente, na Teoria Econômica da Perspectiva e na Dinâmica de Sistemas.

A Teoria Econômica da Perspectiva foi proposta como uma maneira de melhorar a eficiência e eficácia econômica de agentes sociais e econômicos, porque

nem sempre se tem decisões dotadas de racionalidade (DANTAS e SICA, 2022). E, a Dinâmica de Sistemas, em conjunto com o modelo de Bass, avalia a capacidade de tratar com sistemas complexos considerando três aspectos: regulatórios, econômicos, técnicos e os coeficientes de imitação e inovação provenientes do Bass (CHIQUETE, 2022).

Já, a introdução de novas tecnologias na frota de veículos elétricos está contida na projeção da demanda de energia neste segmento. E, por fim, a eficiência energética no PNE é calculada por setor e por fonte, onde cada setor da economia utiliza uma modelagem específica (EPE, 2019), como a técnica de desagregação econômica proveniente do método de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (JANUZZI, 2018).

3.2 Sistemas Híbridos de Energia

Lee *et al* (2020) definem sistemas híbridos como aqueles em que benefícios econômicos são antecipados a partir do acoplamento de múltiplas tecnologias de geração, em relação ao custo ou valor associado em comparação a tecnologias independentes e autônomas. Para Lee *et al* (2020) há três configurações de hibridização possíveis, cada uma oferecendo diferentes valores agregados de custo e desempenho:

- a) Sistemas híbridos de co-localização (melhorias de custo) - duas ou mais tecnologias localizadas juntas para obter economia de custos, mas as operações são otimizadas separadamente;
- b) Sistemas híbridos virtuais (melhorias de desempenho) - duas ou mais tecnologias estão localizadas separadamente, com operações vinculadas por meio de acordos bilaterais e algumas operações co-otimizadas; e
- c) Sistemas híbridos completos (melhorias de custo e desempenho) - as melhorias de custo e desempenho são alcançadas por meio de planejamento e operação co-otimizados, sendo que geralmente consistem em pelo menos uma tecnologia despachável combinada com uma ou mais tecnologias de energia renovável variável, que, quando combinadas, oferecem benefícios operacionais.

Conforme descrito por Li e Qui (2015), a maioria dos estudos realizados e dos sistemas em operação utilizam uma fonte intermitente com outra firme, como um gerador baseado em combustível fóssil, causando, por exemplo, consumo de carvão e emissões de gases do efeito estufa. Outros estudos utilizando fontes renováveis foram feitos para o atendimento de demandas em sistemas isolados, como o abastecimento e irrigação de água com a utilização de sistema de bombeamento alimentado por fontes intermitentes (ALENCAR; STEDILE e JUNIOR, 2018).

A opção de armazenamento de energia mais amplamente estudada faz referência ao uso de baterias (Wang et al. 2015). Porém, Alencar, Stedile e Junior (2018) apontaram outras opções possíveis como reservatórios, que armazenam energia potencial em reservatórios secundários ou a utilização de usinas reversíveis, reservatórios de ar comprimido, hidrogênio, gás natural sintético ou ainda volantes de inércia.

Os parques híbridos fornecem uma maior previsibilidade e têm a capacidade de gerar mais energia, seja por meio da economia de água nos reservatórios – solar-hídrico – ou da complementariedade da geração de diferentes fontes, como solar-eólico. De acordo com Alencar, Stedile e Junior (2018) a operação integrada, de uma fonte solar com uma hidráulica, procura maximizar a geração de energia, a partir de uma pequena utilização de água do reservatório e busca, também, a estabilidade do sistema, com a finalidade de se minimizar as flutuações presentes na geração fotovoltaica.

Outro sistema híbrido possível é o eólico-hídrico, onde as turbinas eólicas são usadas para bombear a água de um reservatório para outro. Segundo Ercan e Kentel (2022), um grande desafio da captação de energia eólica é a atenuação do comportamento intermitente, ocasionando problemas de estabilidade da rede. Porém, a energia hidrelétrica pode garantir a energia firme do sistema, o que compensa essas intermitências provenientes do vento.

Já o sistema eólico-solar, apesar destas duas energias serem atrativas do ponto de vista econômico, apresentam desvantagens em decorrência do seu comportamento indeterminado. E, para se ter um sistema confiável, há a necessidade de combinar mais de uma fonte de energia (SILVA, RODRIGUES e TAPIA, 2020).

Dentre as soluções, a complementariedade entre eólica e solar foi a que

teve maior destaque até o momento; havendo assim, análises similares com outras fontes renováveis, como a integração da energia hidráulica e solar, por exemplo (ALENCAR; STEDILE e JUNIOR, 2018).

3.3 Hidro-Fotovoltaica

As usinas hidrelétricas apresentam um grande diferencial para o controle de geração de energia, pois permitem retomadas de cargas com estabilidade, além de possuírem uma geração flexível durante todo o tempo (ALENCAR; STEDILE e JUNIOR, 2018). A vantagem da complementariedade com uma fonte fotovoltaica é preservar os níveis do reservatório por mais tempo e, aumentar a qualidade de geração fotovoltaica.

A energia fotovoltaica apresenta um comportamento intermitente pelo fato de sua geração estar ligada diretamente com as condições climáticas, como instabilidades meteorológicas e o ciclo natural de dia/noite. Porém, o Brasil é um país privilegiado e apresenta uma média anual de irradiância elevada, o que favorece este tipo de geração.

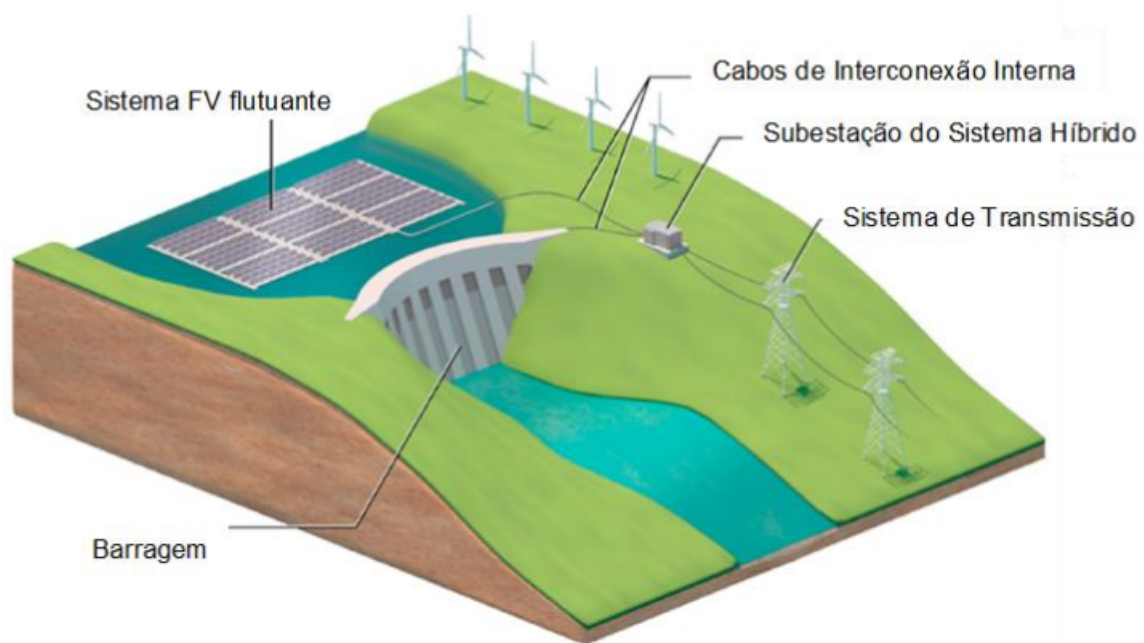
A operação de um parque híbrido tem como objetivo maximizar a geração e a receita gerada, buscando utilizar o mínimo possível de água do reservatório e minimizar, também, as flutuações de potências presentes na geração fotovoltaica. A hibridização com reservatórios de energia hidrelétrica é especialmente promissora porque: (i) os reservatórios são muito difundidos (alta capacidade instalada de energia); (ii) a maioria dos equipamentos elétricos (transformadores, linhas de transmissão) estão no local; e (iii) a operação combinada pode oferecer uma saída de energia estável. No entanto, estudos sobre esses sistemas híbridos ainda são escassos. Haas *et al* (2020) descobriram que cobrindo os reservatórios hidrelétricos existentes com 25% de FPV poderia pelo menos dobrar a geração de energia hidrelétrica, evidentemente que isto depende da garantia física e das condições dos recursos energéticos primários.

Os sistemas híbridos de energia hidrelétrica-fotovoltaica flutuante podem fornecer oportunidades de armazenamento de energia através de diferentes configurações (LEE *et al*, 2020). A primeira configuração consiste no acoplamento FPV com energia hidrelétrica, no qual é usado o excesso de geração de energia

fotovoltaica para bombear a água em um reservatório, armazenando para um uso posterior. Já, a segunda opção consiste no híbrido completo, onde conserva-se os recursos hídricos durante os períodos de pico de produção fotovoltaica, aproveitando o reservatório como armazenamento. Nesta última configuração, além da possibilidade de armazenamento dos recursos, há a oportunidade de alternar a geração para períodos com preços de hora do dia (horas de maior demanda) (LEE et al, 2020).

A Figura 11 representa o esquema de um sistema híbrido fotovoltaico flutuante – hidrelétrica, onde os módulos FPV e a usina hidrelétrica estão acoplados em uma subestação comum e utilizam do mesmo sistema de transmissão.

Figura 11 – Representação de um sistema híbrido FPV-hidrelétrica



Fonte: Adaptado de Lee et. al (2020).

3.4 Conclusão

A matriz energética brasileira é composta pela maior parte por usinas hidrelétricas, porém com o aumento populacional, o desenvolvimento industrial e as mudanças climáticas contribuem para a otimização do recurso hídrico e exploração de novas fontes de energias renováveis.

Dentre a exploração dessas novas fontes de energia, tem-se a energia eólica, proveniente dos ventos, e a solar, proveniente da radiação solar, em crescente desenvolvimento na região Nordeste. Já nos subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste, há o predomínio de usinas hidrelétricas, sendo assim pode-se explorar mais a geração fotovoltaica, por meio das plantas fotovoltaicas flutuantes instaladas nestes reservatórios.

Além das novas fontes energéticas, há, também, a utilização dos sistemas de recursos energéticos distribuídos. Essas tecnologias de geração de energia elétrica, apresentam um elevado potencial interruptivo e a possibilidade de transformar sistemas elétricos centralizados unidirecionais para sistemas bidirecionais. Tem-se como exemplo a micro e minigeração distribuída, os veículos elétricos e a eficiências energética.

Visando em benefícios econômicos, os sistemas híbridos são muito benéficos neste quesito, uma vez em que há o acoplamento de múltiplas tecnologias de geração, como o hidro-eólico e o hidro-fotovoltaico. O último consiste em um sistema híbrido, com o acoplamento de fotovoltaica flutuante com a energia hidrelétrica, onde o excesso da geração fotovoltaica é utilizado para bombear água em um reservatório. Conservação do recurso hídrico durante o período de pico de produção fotovoltaica, também é uma possibilidade de usufruir deste sistema híbrido.

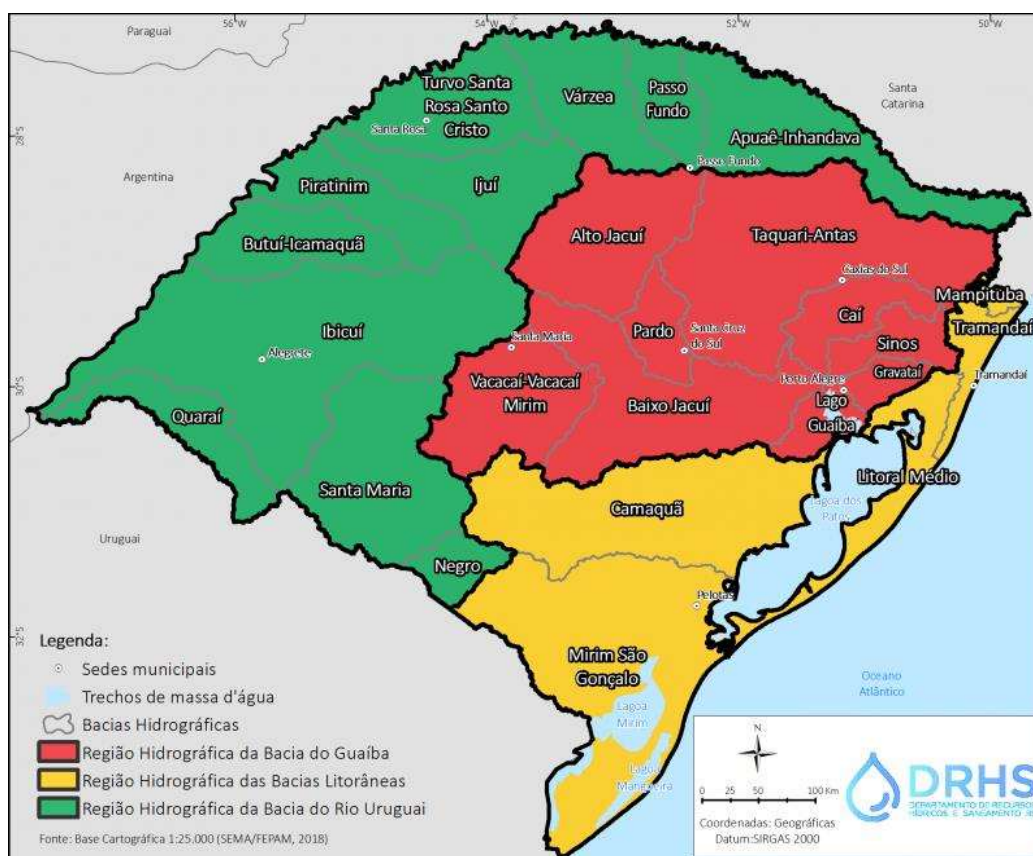
4 ESTUDO DE CASO

Diante da necessidade de suprir o SIN de fontes energéticas primárias e atenuar a dependência hídrica, principalmente em caso de crise, propõe-se, neste estudo, a instalação de um sistema fotovoltaico flutuante como complementariedade energética da Usina Hidrelétrica de Passo Real.

4.1 Caracterização da Bacia Hidrográfica

A Bacia Hidrográfica do Rio Jacuí é a mais importante Bacia Hidrográfica de domínio do Estado do Rio Grande do Sul (RS) (ZIANI; FOLETO E WOLLMANN, 2017). Devido a sua extensão e para um melhor planejamento foi segmentada em bacia do Rio Uruguai, Litorânea e do Guaíba, sendo as sub-bacias do Baixo e Alto Jacuí pertencentes a bacia do Guaíba, conforme a Figura 12.

Figura 12 – Mapa das Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul



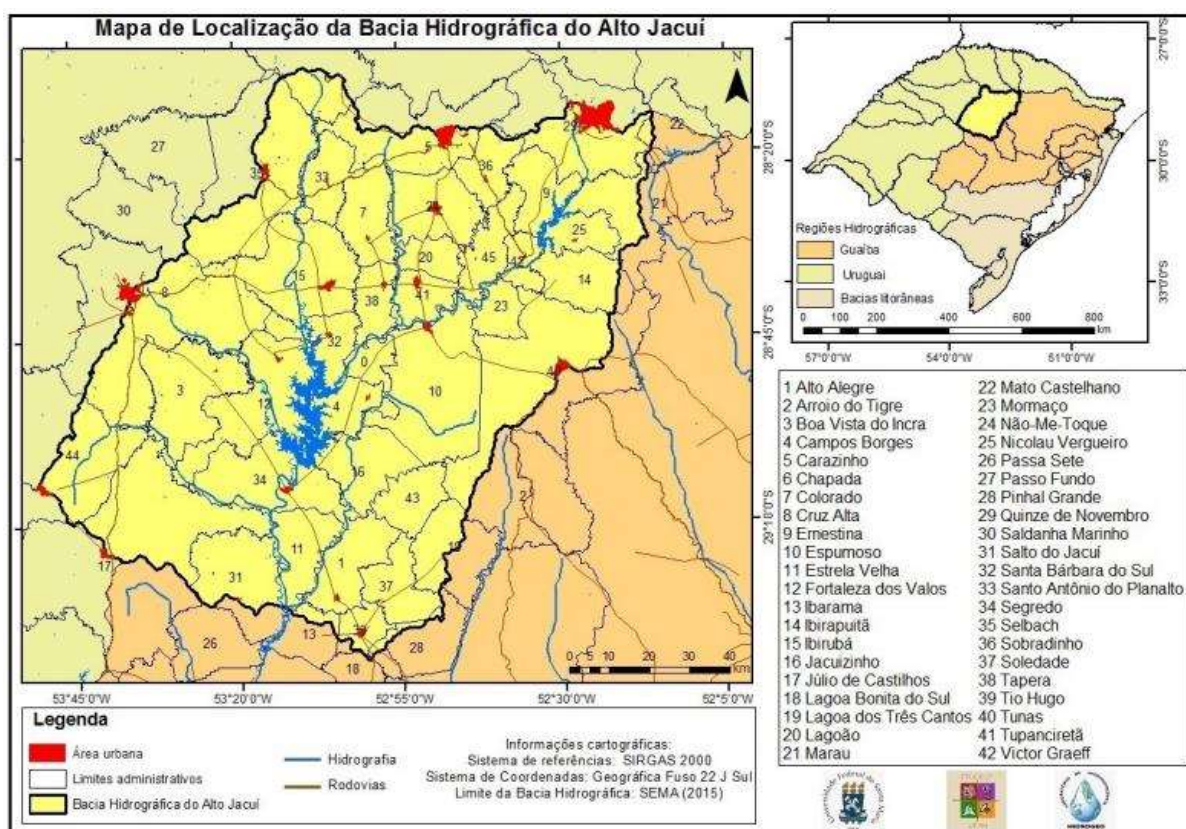
Fonte: SEMA-RS (2022).

O presente trabalho tem como área de estudo a Bacia Hidrográfica do Alto

Jacuí, localizada na região centro-norte do RS e na região hidrográfica do Guaíba, totalizando uma área de aproximadamente de 13.064 km² e com uma população aproximada de 385.053 habitantes no ano de 2020, segundo dados da SEMA (2022).

A Bacia do Alto Jacuí compreende 42 municípios, porém apenas 23 deles estão totalmente inseridos nos limites da bacia, conforme a Figura 13. Outros 9 municípios têm sua área com mais de 50% inserido na bacia e, por fim, os outros 10 municípios possuem menos de 50% do seu território na bacia hidrográfica. No entanto, para esses municípios que não têm seus territórios totalmente inseridos na Bacia, como é o caso de Cruz Alta, Júlio de Castilhos, Passo Fundo, Santa Barbara do Sul, Soledade e Tupanciretã, apresentam uma área muito maior em comparação com os municípios que têm seu território totalmente inseridos na Bacia Hidrográfica.

Figura 13 – Mapa da Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí



Fonte: Ziani et al (2017).

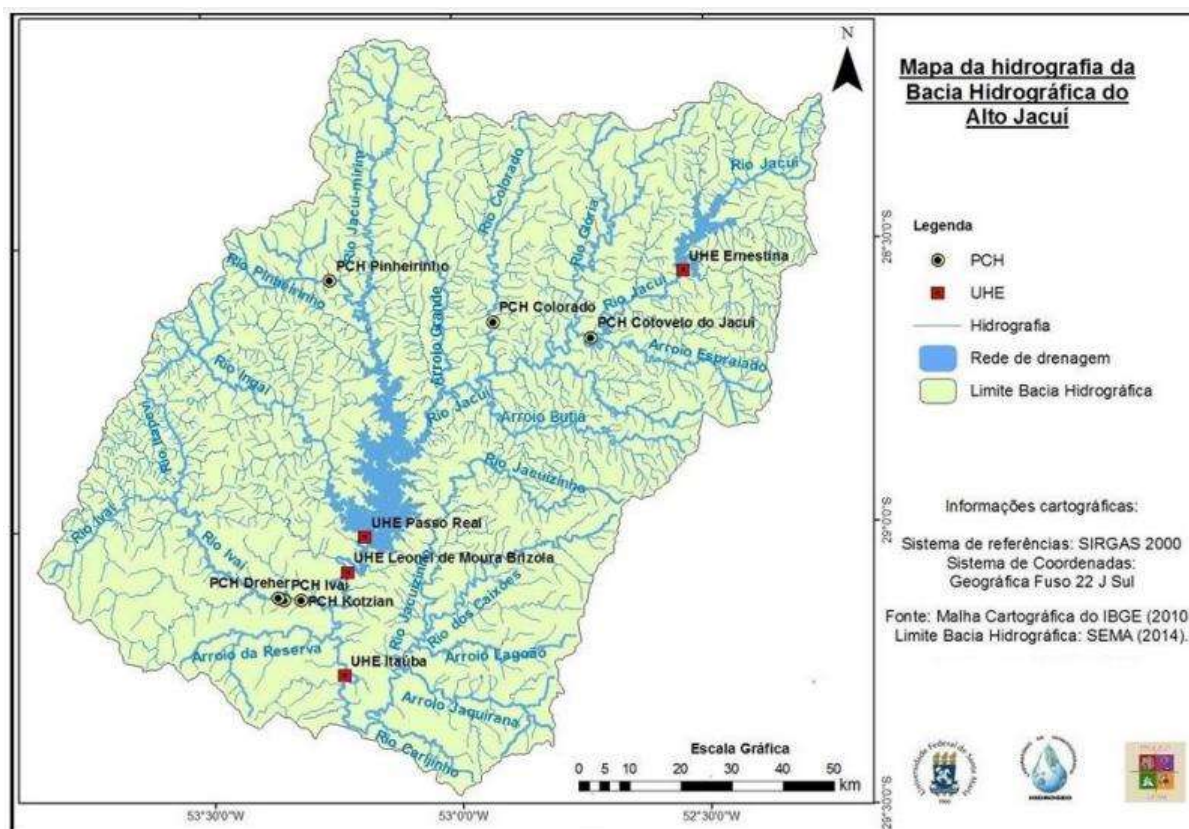
De acordo com dados no PIB (2019), o setor econômico predominante na região da Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí, composta pelos seus 42 municípios, é o setor agropecuário, com 59,52%. Outros 15 municípios (35,71%) têm os serviços

como setor predominante e apenas 2 municípios (4,76%) têm o seu maior PIB relacionado com a indústria.

O clima na região caracteriza-se, conforme Rossato (2011) como subtropical III úmido com variação longitudinal das temperaturas médias, com chuvas entre 1700 – 1800 mm ao ano, em 100 – 120 dias de chuva, e com temperatura média anual entre 17 – 20°C. Com essas condições climáticas e associadas às condições geológicas, favoreceu uma densa rede de drenagem com grande potencial hidrelétrico na bacia hidrográfica do Alto Jacuí (MORATO et al, 2019).

De acordo com a Figura 14, pode-se observar a presença de alguns cursos d'água, são eles: o rio Jacuí que é um dos principais rios do RS, o rio Colorado, o rio Jacuí-Mirim, o rio Glória, o rio Ingaí, o rio Ivaí, o rio Itapevi, o rio Jacuizinho, o rio dos Caixões, o arroio Espraiado, o arroio Butiá, o arroio Grande, o arroio Lagoão, o arroio Jaquirana, o arroio Carijinho e o arroio Reserva.

Figura 14 – Mapa da Hidrografia da Bacia do Alto Jacuí



Fonte: Ziani et al (2017).

Na Figura 14, também, têm-se a presença de 6 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 4 Usinas Hidrelétricas (UHEs) na Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí. Como exemplo do último, a UHE de Ernestina, a UHE de Passo Real, a UHE de Leonel de Moura Brizola e a UHE Itaúba. Dessas usinas hidrelétricas presentes na Bacia do Alto Jacuí, a UHE de Passo Real será a usina de estudo deste trabalho, em virtude do seu reservatório de acumulação.

4.2 Caracterização da Usina de Passo Real

A Usina Hidrelétrica de Passo Real, conforme Figura 15, localiza-se no Rio Jacuí, no município de Salto do Jacuí (RS), definido pelas coordenadas geográficas 29°01'02"S de latitude Sul e 53°11'23"W de latitude Leste. A usina foi construída pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e entrou em operação em março de 1973 e tem capacidade instalada de 158 MW, dividida em duas unidades geradoras.

Figura 15 – Usina Hidrelétrica de Passo Real



Fonte: Melo (2018).

Com o maior lago artificial do Rio Grande do Sul, o reservatório de Passo Real compreende uma área de aproximadamente 248,82 km², com margens nos municípios de Fortaleza dos Valos, Alto Alegre, Campos Borges, Quinze de Novembro, Ibirubá, Selbach e Salto do Jacuí. O reservatório tem a função de regulação para os aproveitamentos a jusante e apresenta seis comportas (CEEE, 2022).

4.2.1 Caracterização Geomorfológicas

Como caracterização geomorfológicas, o Rio Grande do Sul tem grandes domínios morfoestruturais que se diferenciam pelo contraste do relevo como: o Escudo Sul-rio-grandense, a Província Costeira, o Planalto Meridional e a Depressão Periférica. A UHE de Passo Real se localiza sobre o Planalto Meridional e tem como características geológicas, a presença de rochas basálticas e derrames de lavas vulcânicas intermitentes, intercalando com rochas sedimentares (CEEE-GT, 2011).

4.2.2 Determinação das variáveis climáticas

As variáveis climáticas são definidas por meio da escolha da estação meteorológica e obtenção dos dados meteorológicos por meio do Instituto Nacional de Meteorologia, conforme apresentado nas subseções a seguir.

4.2.2.1 *Estações Meteorológicas*

Para a caracterização das variáveis climáticas da área de estudo, foram utilizadas as principais estações meteorológicas existentes no entorno do reservatório de Passo Real e nos limítrofes da Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí para se obter uma melhor precisão dos dados. As estações escolhidas, sobretudo em virtude da disponibilidade dos dados, para o caso são: Santa Maria, Rio Pardo, Soledade, Cruz Alta, Ibirubá e Tupanciretã.

4.2.2.2 Dados Meteorológicos

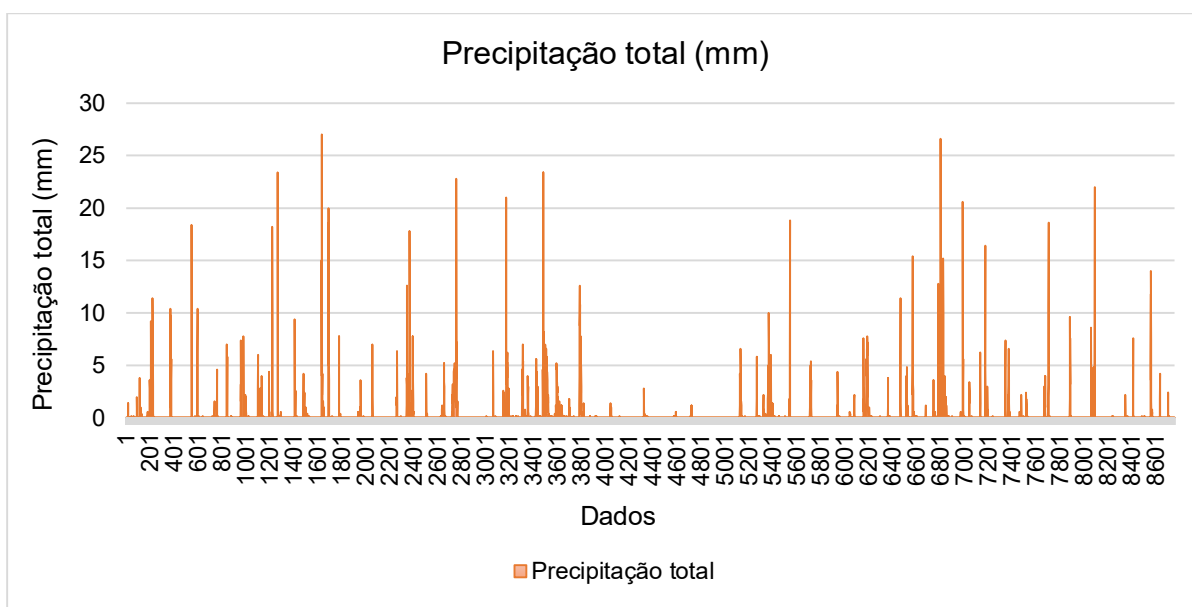
Com as estações meteorológicas definidas, obteve-se, por meio do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), os dados de precipitação, de pressão atmosférica, de radiação, de temperatura máxima e mínima, dos níveis de umidade e da velocidade do vento de cada estação. Esses dados foram gerados em um horizonte de quatro anos, de 2017 a 2020 discretizados por hora, para uma melhor exatidão no resultado final deste estudo.

Sabendo que esses dados disponibilizados no INMET estão em escala diária, tem-se 8760 dados para cada estação a cada ano. Tendo em vista os inúmeros valores adquiridos, escolheu-se a estação de Tupanciretã para visualizar todo o período do ano de 2017 para os índices descritos abaixo. As demais estações são apresentadas em Apêndice.

4.2.2.2.1 Precipitação

Precipitação são todas as formas de água, líquida ou sólida que caem das nuvens alcançando o solo (INMET, 2022). Será considerado neste estudo a precipitação total como a quantidade de milímetros (mm) de chuva (pluvial) na região escolhida. Assim, a Figura 16 representa os 8760 dados referentes aos índices pluviométricos de Tupanciretã durante todo o ano de 2017.

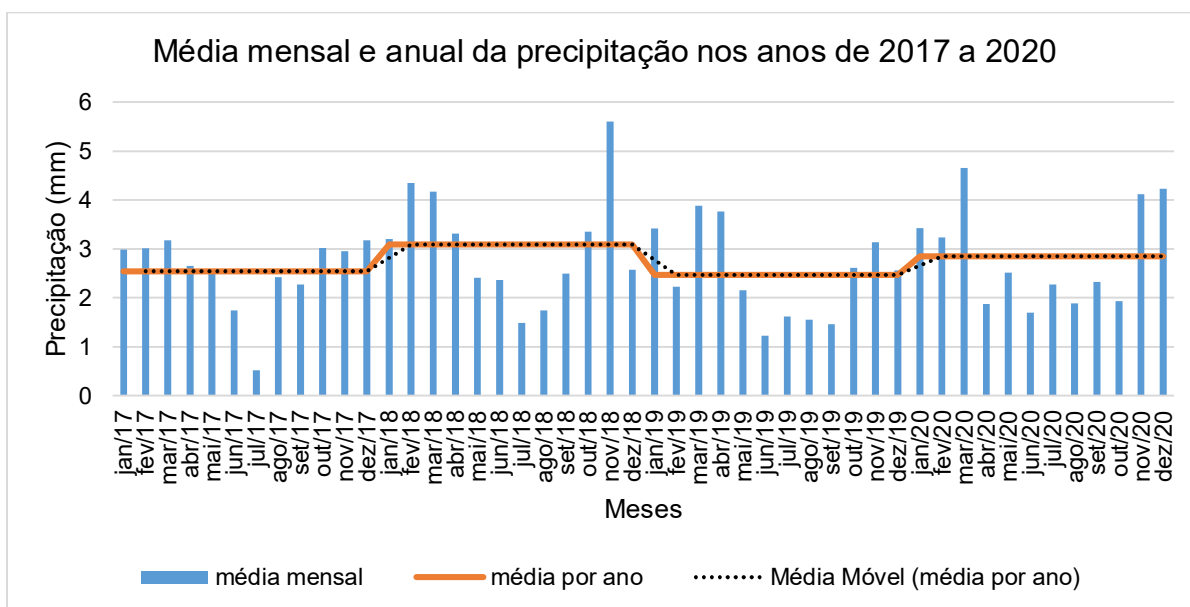
Figura 16 – Índices pluviométricos de Tupanciretã no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

Pela Figura 16, pode-se observar que a quantidade de milímetros de chuva em Tupanciretã costuma ser muito baixa, porém em alguns períodos do ano esses dados chegaram a 27mm. Sendo assim, para uma melhor visualização obteve-se a Média de Longo Termo (MLT) e a média anual desta estação nos anos de 2017 a 2020, de acordo com a Figura 17.

Figura 17 – Média de longo termo e média anual da precipitação de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020



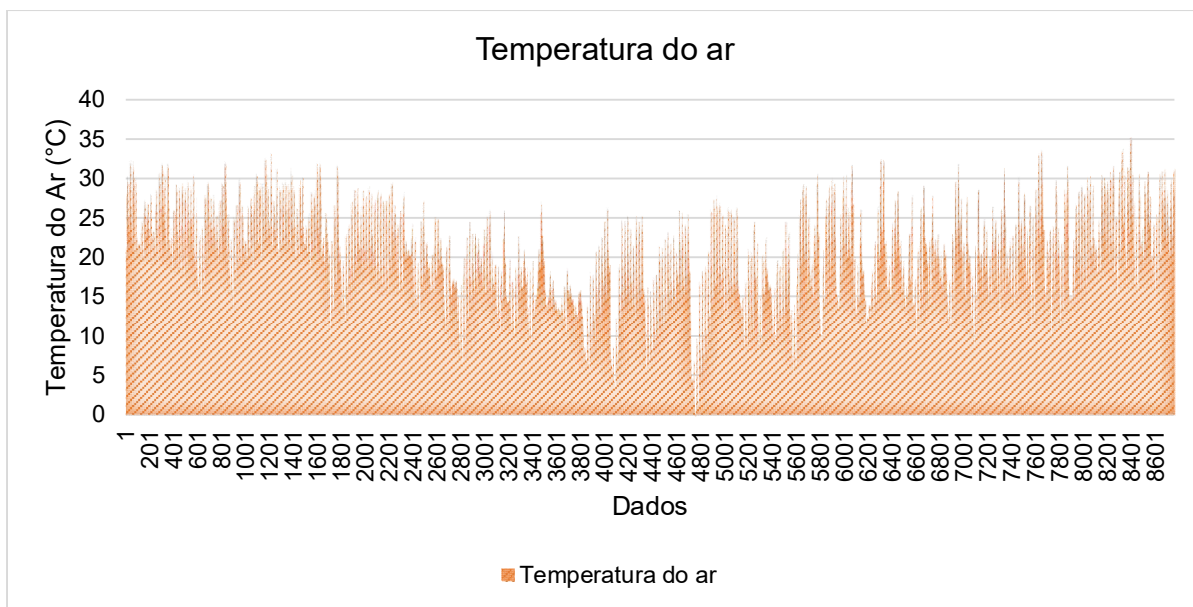
Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

Na Figura 17, tem-se as médias mensais durante os quatro anos representada por meio do gráfico de barras e a linha em laranja representa uma média anual da precipitação da estação Tupanciretã no mesmo intervalo de tempo. De acordo com a Média de Longo Termo, Figura 17, pode-se perceber uma variação do gradiente em forma de degrau ao longo dos quatro anos, por meio de um acréscimo do ano de 2017 para 2018, um declínio de 2018 a 2019 e novamente um aumento de 2019 a 2020. Este mesmo tipo de variação do gradiente também ocorre na estação meteorológica de Santa Maria e Ibirubá, conforme o Apêndice A. Para a região de Tupanciretã, resultou-se em uma média anual de 2,74 mm de chuva, durante todo o período ilustrado na Figura 17.

4.2.2.2.2 Temperatura

De acordo com a Figura 18, nota-se que a maioria dos dados pertencem a uma faixa de temperatura do ar de 15° a 20°C. Porém, esses dados tendem a aumentar e diminuir com as estações verão e inverno, respectivamente.

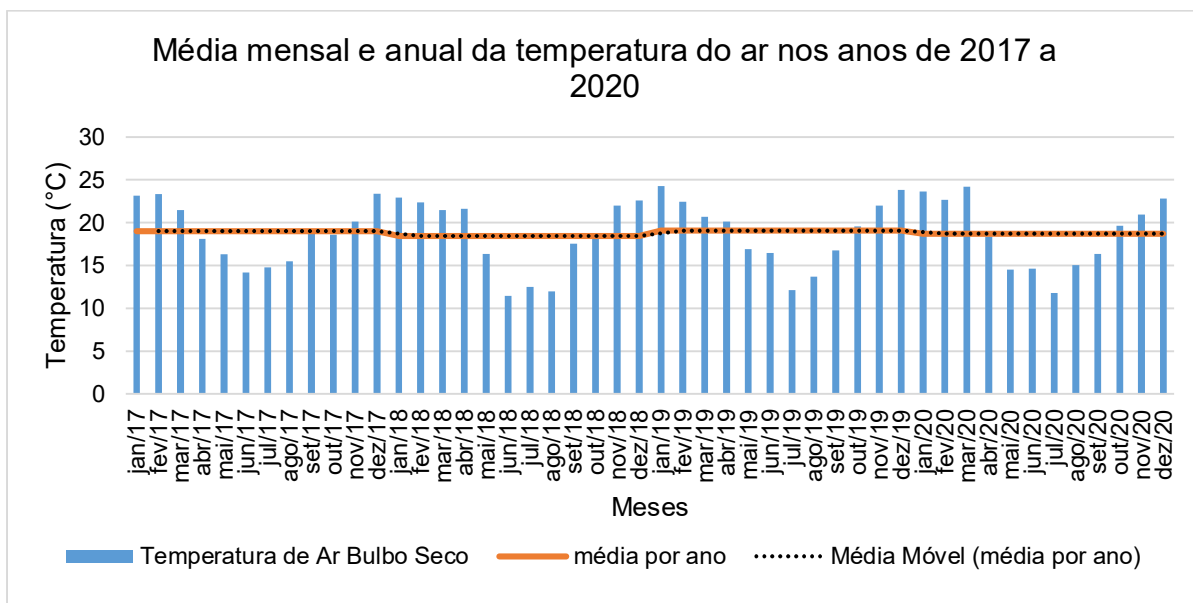
Figura 18 – Temperatura do ar de Tupanciretã no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

Para uma análise mais crítica das temperaturas em relação à época sazonal, elaborou-se uma MLT e média anual, conforme a Figura 19.

Figura 19 – Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

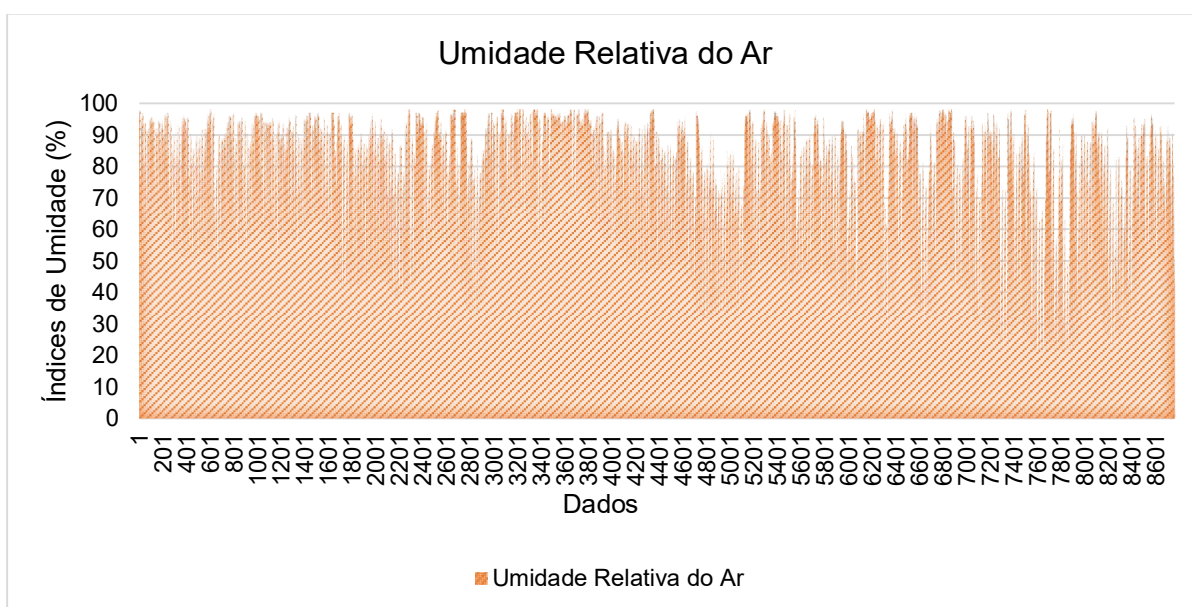
Pela Figura 19, é notório a presença das quatro estações do ano, onde a amplitude máxima compreende os meses de dezembro, janeiro e fevereiro, relativos ao verão. O declínio na média mensal, observado pelo gráfico de barras, corresponde ao inverno compreendido pelos meses de junho a agosto. Pela média anual, tem-se uma pequena diminuição do gradiente em relação aos anos de 2018 e 2020, resultando em uma média de 18,8°C no período todo em Tupanciretã.

Conforme o Apêndice A, percebe-se que para as regiões de Santa Maria, Soledade, Cruz Alta e Ibirubá o gradiente se manteve igual ao de Tupanciretã até o ano de 2019, onde em 2020 ao invés de diminuir, este gradiente aumentou.

4.2.2.2.3 *Umidade*

Segundo o INMET (2022), a umidade do ar é a quantidade de vapor de água contida na atmosfera. De acordo com a Figura 20, pode-se perceber que durante o ano inteiro de 2017, a estação meteorológica de Tupanciretã permaneceu com os índices de umidade relativamente constantes, na maioria dos dados obtidos.

Figura 20 – Umidade relativa do ar de Tupanciretã no ano de 2017

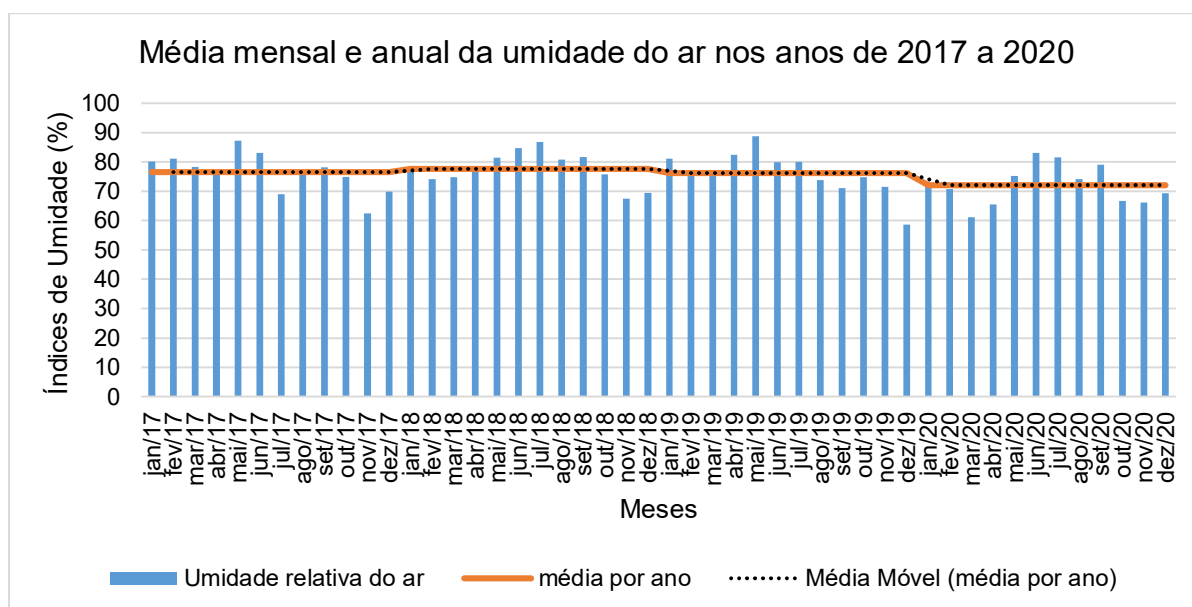


Fonte: Elaboração Própria com dados do INMET (2022).

Com base nos dados e na Figura 21, observou-se, por meio da média anual, uma leve subida do gradiente aumentando do ano de 2017 para o de 2018,

porém o mesmo começa a diminuir nos anos seguintes de 2019 e 2020. O mesmo acontece em Soledade, Cruz Alta e Ibirubá, de acordo com o Apêndice A. Sendo assim, tem-se como resultado uma média anual de todo o período de quatro anos de 75,6% referente a umidade relativa do ar na região de Tupanciretã.

Figura 21 – Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020

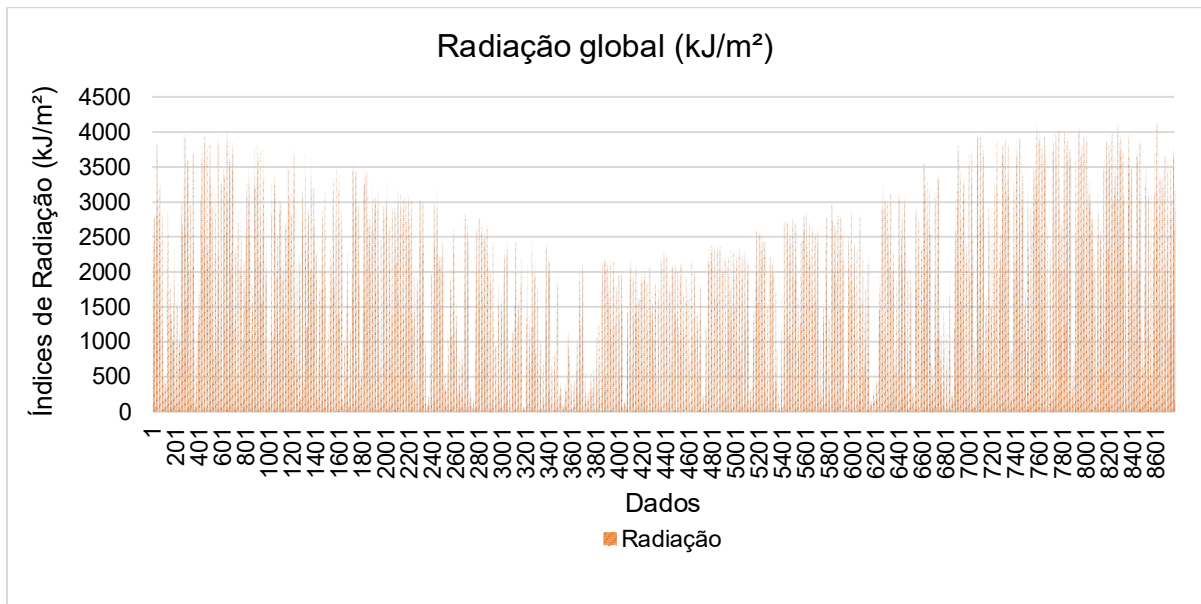


Fonte: Elaboração Própria com dados do INMET (2022).

4.2.2.2.4 Radiação

Radiação global é a radiação solar medida na superfície terrestre no momento da medição, o que justifica a Figura 22 estar dividida em várias “pirâmides” de dados, onde a radiação aumenta com a hora do dia, chegando até o seu ápice e em seguida retornando a índices muito baixos, devido ao período noturno.

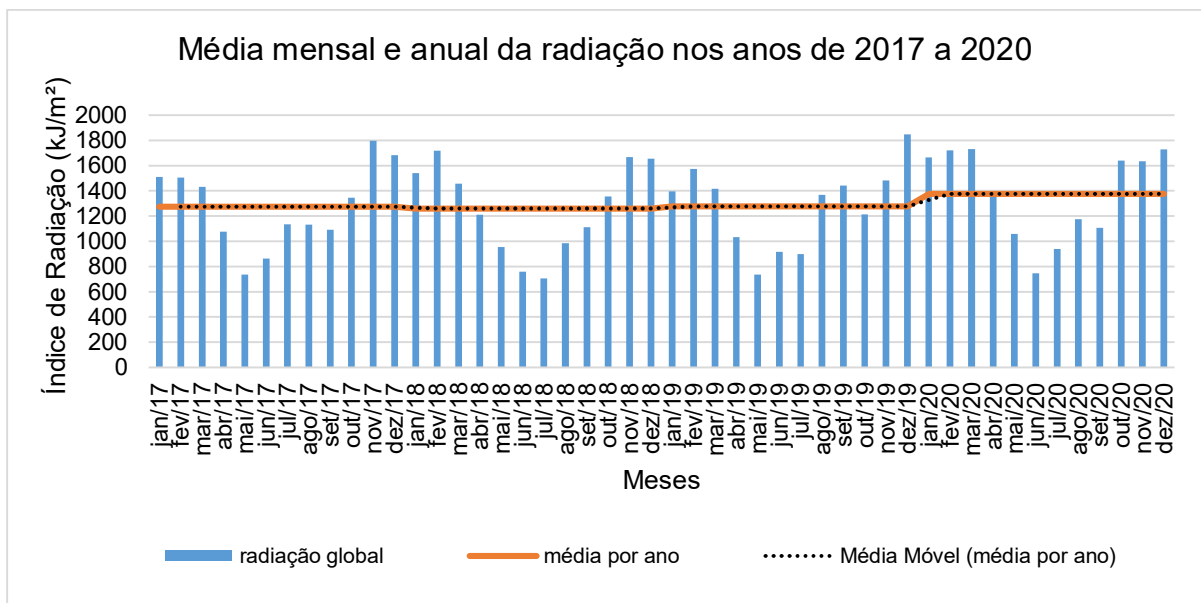
Figura 22 – Índices de radiação de Tupanciretã no ano de 2017



Fonte: Elaboração Própria com dados do INMET (2022).

Tendo em vista a necessidade para uma análise mais crítica dos dados obtidos pela Figura 22, fez-se a Média de Longo Termo e a média anual desses índices de radiação, conforme a Figura 23.

Figura 23 – Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Tupanciretã nos anos de 2017 a 2020



Fonte: Elaboração Própria com dados do INMET (2022).

Ao analisar a Figura 23, observou-se um gráfico muito semelhante ao obtido com a temperatura média do ar. Isso porque os índices de radiação estão diretamente relacionados com as temperaturas mais elevadas, compreendendo os meses pertencentes ao período do verão no Brasil.

O comportamento do gradiente da média anual de Tupanciretã é muito semelhante ao de Santa Maria e Cruz Alta, onde há uma pequena diminuição do ano de 2017 para 2018, e em seguida segue aumentando por 2019, chegando em seu ápice em 2020, conforme Figura 23 e Apêndice A, respectivamente.

4.2.3 Características climáticas da Bacia de estudo

As características climáticas da bacia de estudo foram obtidas com a aplicação do método do polígono de Thiessen, conforme detalhado na subseção a seguir.

4.2.3.1 *Polígono de Thiessen*

Definida as variáveis climáticas das estações meteorológicas de cada estação no entorno da UHE Passo Real, descritas no item anterior, utilizou-se o método de Thiessen para estabelecer o comportamento das mesmas variáveis na bacia hidrográfica de estudo.

O método de Thiessen, também denominado de método dos polígonos, determina a área de influência de cada uma das estações meteorológicas em uma região. Esse método é composto de 6 etapas, conforme ilustrado abaixo.

A primeira etapa consiste em selecionar o mapa da bacia hidrográfica que compreende a área de estudo juntamente com a indicação dos postos meteorológicos. A bacia hidrográfica do Guaíba, onde se localiza a sub-bacia do Alto Jacuí está representada em verde, conforme a Figura 24.

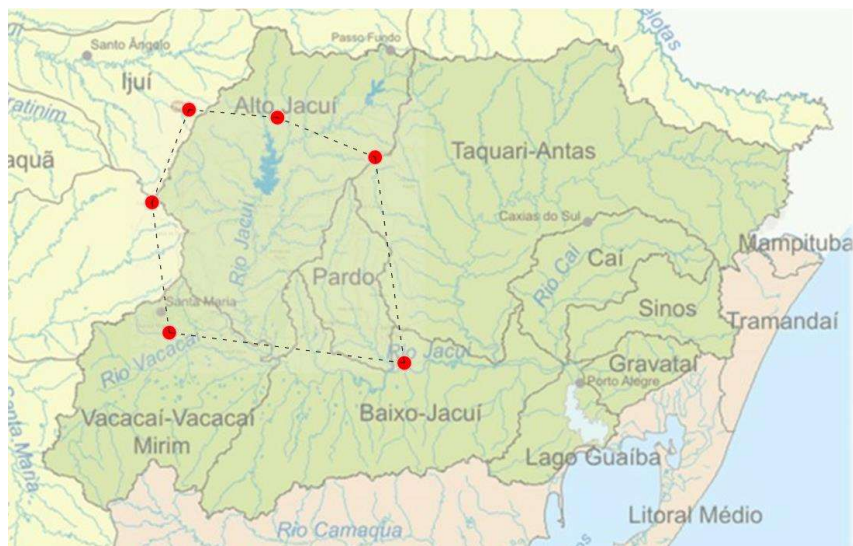
Figura 24 – Mapa da bacia hidrográfica do Guaíba com a indicação dos postos meteorológicos



Fonte: Adaptado da SEMA (2002) e INMET (2022).

A Figura 25 representa a segunda etapa do método, onde é necessário unir as estações meteorológicas próximas para formar um polígono que será analisado.

Figura 25 – União das estações meteorológicas próximas



Fonte: Elaboração própria (2022).

Após realizar a união das estações meteorológicas, o próximo passo consiste em determinar a bissetriz dos ângulos correspondente aos postos, como feito na Figura 26.

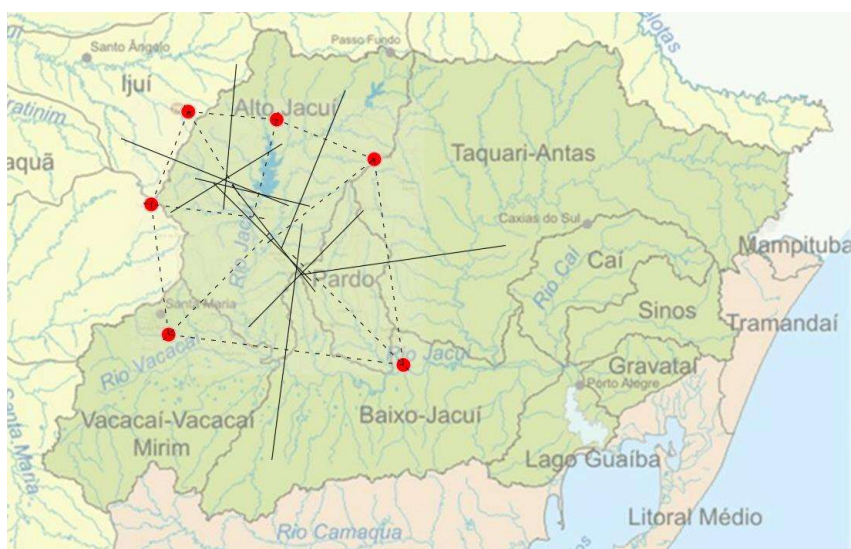
Figura 26 – Bissetriz dos ângulos formados pela união dos postos



Fonte: Elaboração própria (2022).

Com as linhas referentes as bissetrizes dos ângulos e a união dos postos traçadas, o passo quatro do método de Thiessen compreende em encontrar as mediatrizes de todas as linhas do polígono para definir a região de influência de cada estação meteorológica, como ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Mediatrizes das linhas traçadas

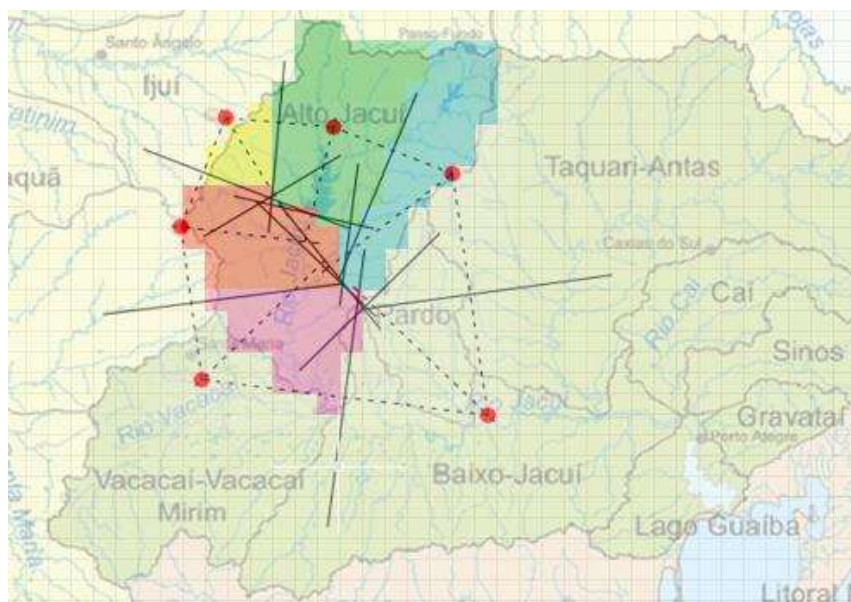


Fonte: Elaboração própria (2022).

O último passo do método é definir o percentual da área de influência de cada estação meteorológica na região da bacia do Jacuí por meio dos coeficientes de Thiessen. Definidos os limites da área de influência, por meio dos traçados das linhas,

utilizou-se o Excel para determinar as áreas, conforme a Figura 28 e a Tabela 1 representa os coeficientes de Thiessen obtidos.

Figura 28 – Área de influência delimitada



Fonte: Elaboração própria (2022).

Tabela 1 – Coeficientes de Thiessen

Estações Meteorológicas	Coeficientes de Thiessen (%)
Cruz Alta	6,1
Ibirubá	33,1
Rio Pardo	0,0
Santa Maria	17,6
Soledade	23,6
Tupanciretã	19,6
Total	100,0

Fonte: Elaboração própria (2022).

A Tabela 1 representa os coeficientes de Thiessen, ou seja, é o percentual que cada estação meteorológica influencia na região da bacia de estudo. Pode-se perceber que, apesar da estação Rio Pardo ser uma das estações no entorno da UHE Passo Real, a área de influência meteorológica dela é nula, de acordo com o método dos polígonos utilizado.

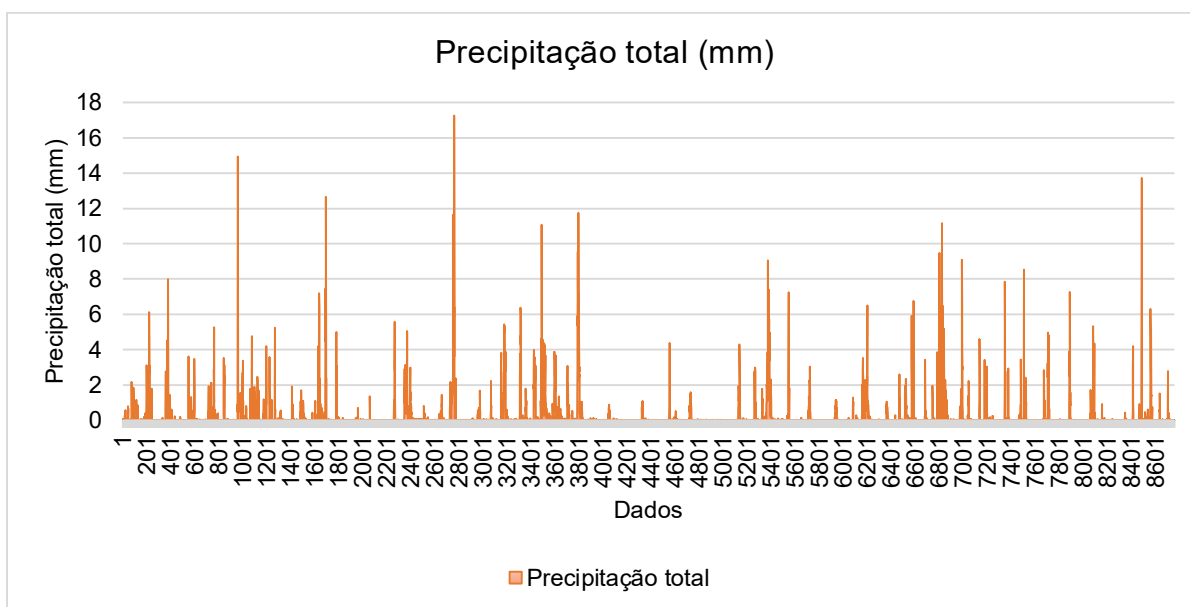
4.2.3.2 Dados Meteorológicos

Definido o percentual, por meio dos Polígonos de Thiessen, que cada estação meteorológica influencia na região da UHE Passo Real, pode-se determinar os índices de precipitação, temperatura, umidade e radiação da bacia hidrográfica de estudo, conforme os gráficos apresentados nas subseções a seguir.

4.2.2.2.5 Precipitação

De acordo com a Figura 29, tem-se os dados obtidos hora a hora durante o ano de 2017 da precipitação total na bacia de estudo e pode-se observar a maioria dos dados com índices pluviométricos até 4 mm e com índice máximo de 17,26 mm de chuva durante todo o ano de 2017.

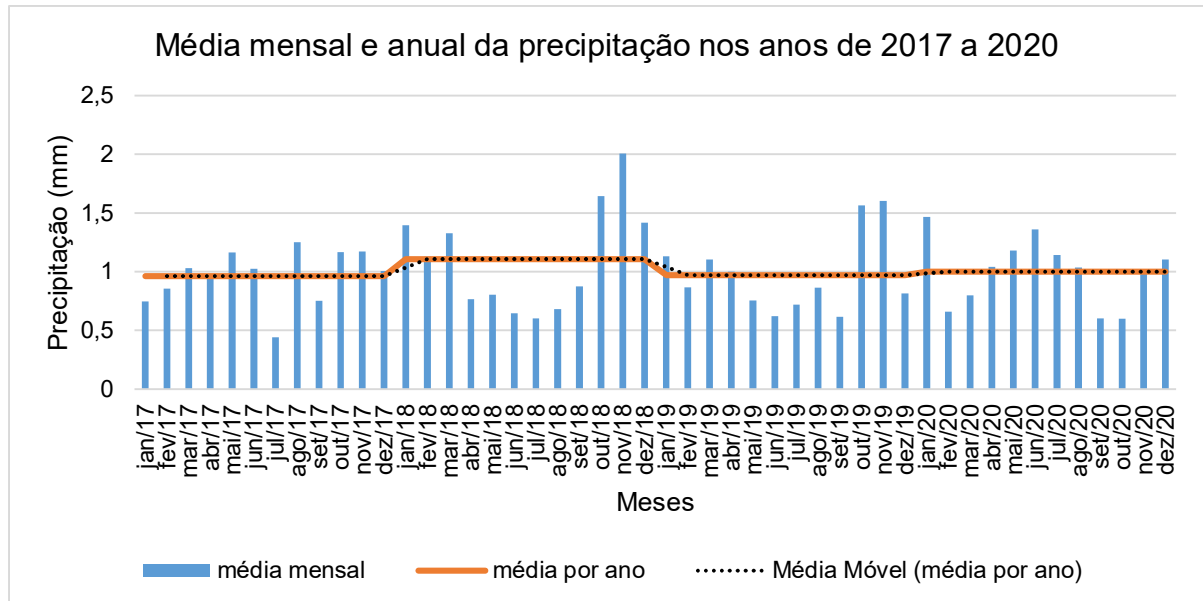
Figura 29 – Índices pluviométricos da bacia de estudo no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

A média anual, do período de 4 anos, dos índices pluviométricos da região de estudo foi em torno de 1 mm, havendo um acréscimo no ano de 2018, ocasionado pelo alta taxa média de precipitação nos meses de outubro, novembro e dezembro, conforme a Figura 30. Esse acréscimo na média anual de 2018, pode-se observar em todas as estações, variando apenas os meses com as maiores taxas pluviométricas, mas é neste mesmo ano que se observa um período de seca nos meses referente ao inverno.

Figura 30 – Média de longo termo e média anual da precipitação da bacia de estudo nos anos de 2017 a 2020

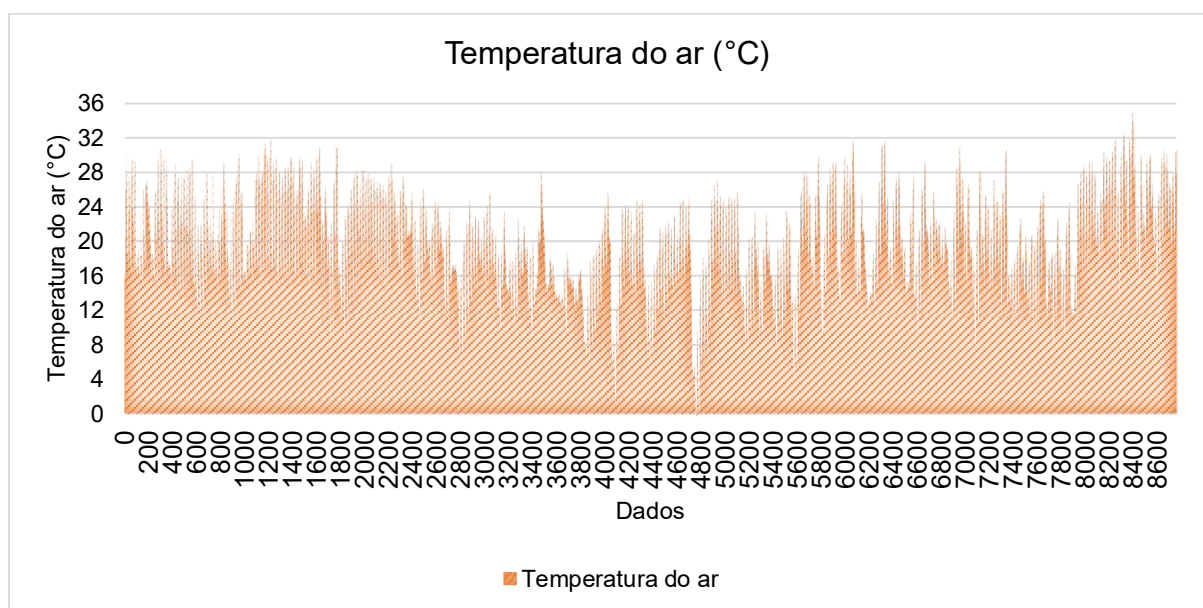


Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

4.2.2.2.6 Temperatura

A temperatura do ar durante todo o ano de 2017 de Jacuí esteve entre 12 a 20°C, conforme a Figura 31. Porém, esses valores podem ser melhor verificados na Figura 32, onde está representada a média mensal e anual do período de 2017 a 2020.

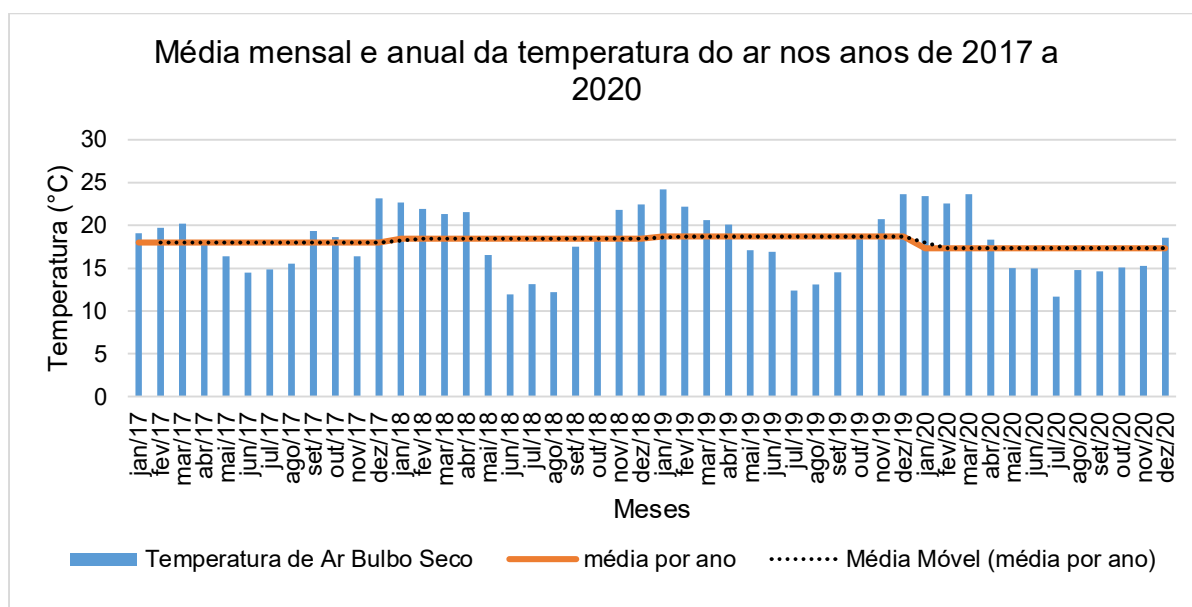
Figura 31 – Temperatura do ar da bacia de estudo no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

De acordo com a Figura 32, observa-se uma média mensal e consequentemente uma média anual aquém da esperada para os meses de janeiro a março de 2017 e dezembro de 2020 para esta região, uma vez que estes meses pertencem a um período sazonal com temperaturas mais elevadas do que a obtida.

Figura 32 – Média de longo termo e média anual da temperatura do ar da bacia de estudo nos anos de 2017 a 2020

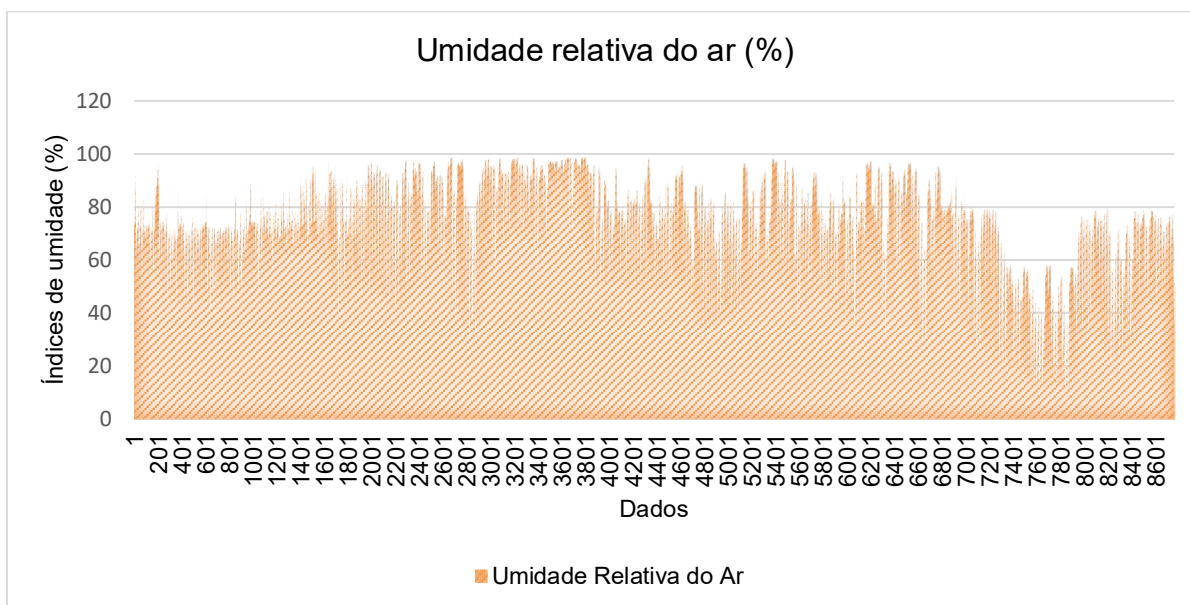


Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

4.2.2.2.7 Umidade

A umidade, como citado anteriormente, é a quantidade de vapor de água contida na atmosfera (INMET, 2022). Na estação meteorológica de Tupanciretã, esses índices permanecem constantes praticamente ao longo de todo ano, já na bacia de estudo, houve um pequeno declínio nestes índices, ocasionando períodos de seca e altos índices de radiação, como ilustrado na Figura 33.

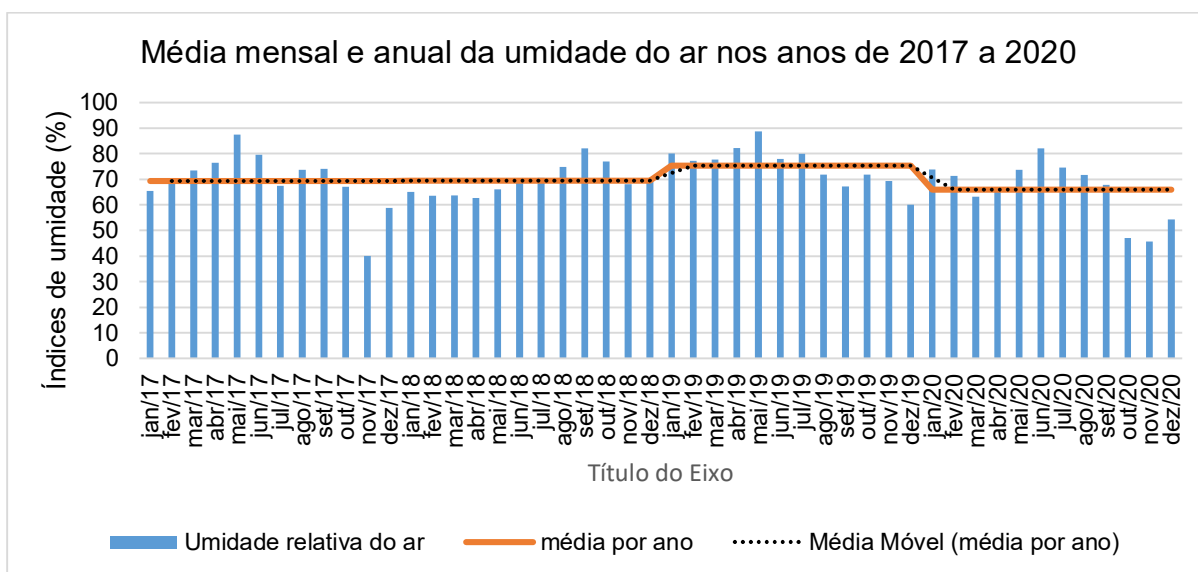
Figura 33 – Umidade do ar da bacia de estudo no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

Conforme Figura 34, a média anual da umidade se tornou praticamente constante com os índices por volta dos 70% nos anos de 2017 e 2018, já em 2019 observa-se um gradiente aumentando, devido a umidade média de 90% no mês de maio. E, no ano de 2020, tem-se a diminuição deste gradiente devido as secas ocasionadas entre os meses de outubro, novembro e dezembro.

Figura 34 – Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar da bacia de estudo nos anos de 2017 a 2020

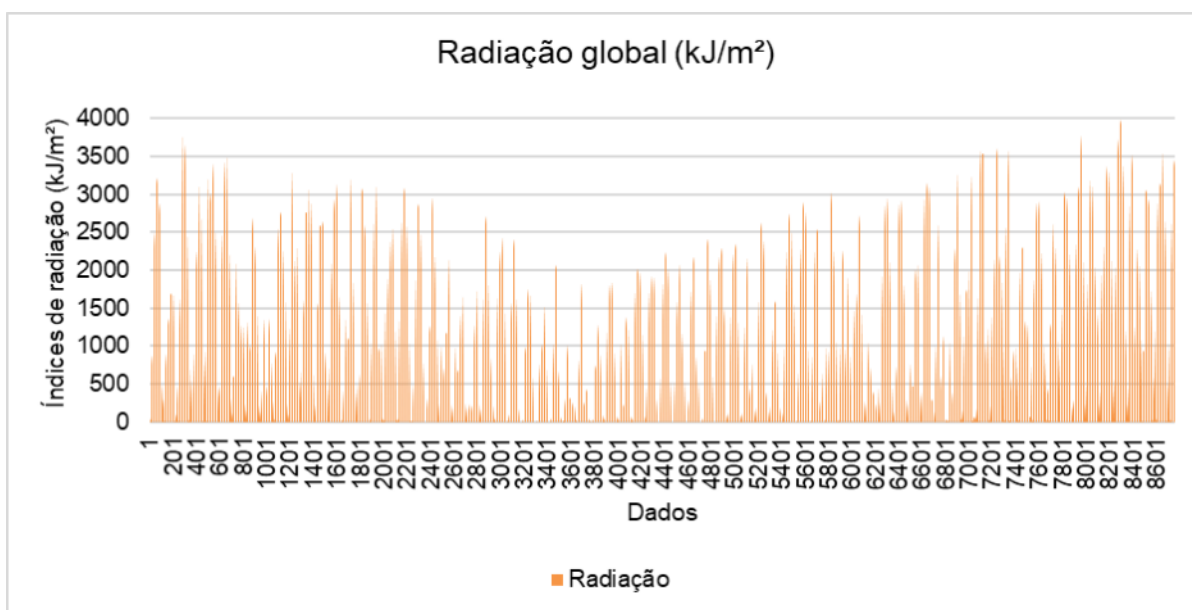


Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

4.2.2.2.8 Radiação

Os índices de radiação ao longo do ano são bem definidos, com seu ápice nos horários de meio dia e os menores índices ao amanhecer e anoitecer para dias ensolarados e dias chuvosos, conforme demonstrado na Figura 35.

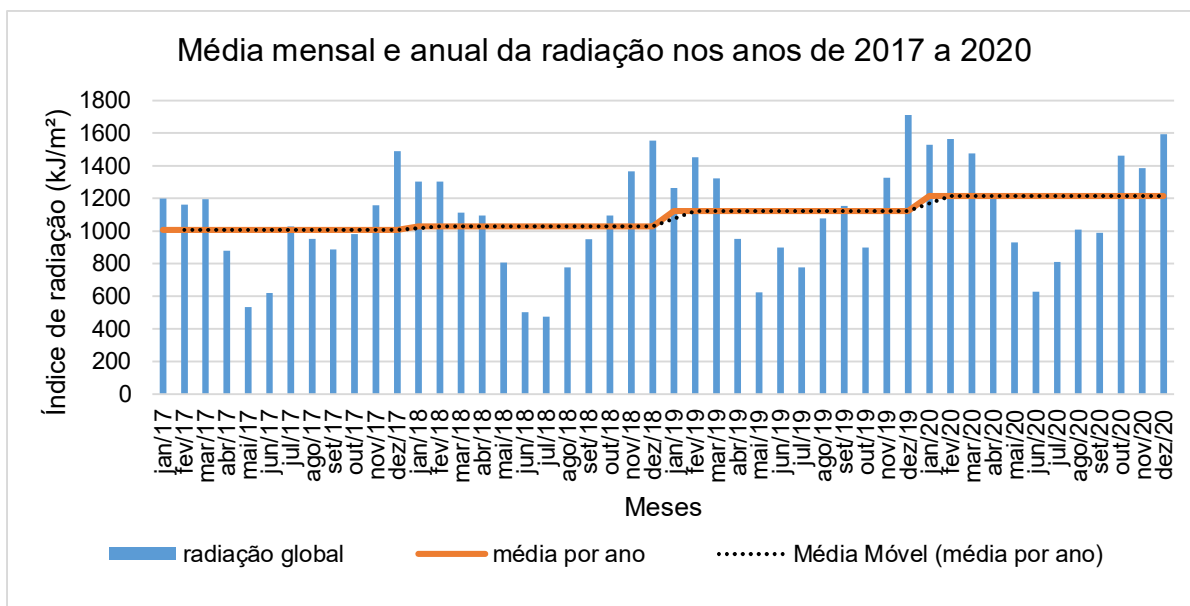
Figura 35 – Índices de radiação da bacia de estudo no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

De acordo com a Figura 36, observa-se que os índices de radiação foram menores no ano de 2017, resultando em uma média de 1000 kJ/m², comparado com 2020, que foi o ano em que a média anual passou dos 1200 kJ/m², o que favorece a geração de energia fotovoltaica.

Figura 36 – Média de longo termo e média anual dos índices de radiação da bacia de estudo nos anos de 2017 a 2020



Fonte: Elaboração própria com dados do INMET (2022).

4.3 Dimensionamento e Escolha dos Equipamentos

Este estudo de caso prevê a instalação de um sistema fotovoltaico flutuante no reservatório da UHE Passo Real, com isso, há a necessidade do dimensionamento e escolha dos módulos fotovoltaicos e inversores para o sistema.

Os módulos fotovoltaicos são compostos pelo material silício e podem ser do tipo monocristalino ou policristalino. Apesar do módulo FV do tipo monocristalino apresentar um tamanho menor e uma eficiência melhor comparado com o policristalino, escolheu-se o último por ser mais barato e por não precisar se preocupar com a dimensão da área de instalação, visto que o reservatório apresenta uma grande área.

Para a definição da quantidade de módulos fotovoltaicos que serão instalados no lago de Passo Real, estimou-se que o sistema será instalado em no máximo 30% da área total do reservatório. Definido o módulo, que será apresentado com mais detalhes na Tabela 2, e sabendo a área do mesmo com o acréscimo de 2 centímetros nas dimensões (largura e comprimento) como margem de folga entre os módulos, tem-se a quantidade de módulos FV na área limitada por meio do seguinte equacionamento:

$$N_{\text{módulos}}^0 = \frac{A_{\text{instalada}}}{A_{\text{módulo}}} \quad (17)$$

em que,

$N_{\text{módulos}}^0$ é a quantidade de módulos FV na área limitada;

$A_{\text{módulo}}$ é a área de um dos módulos FV [m²]; e

$A_{\text{instalada}}$ é a área limitada do reservatório para instalação do sistema FV [m²].

Tabela 2 – Características operacionais do módulo CS3W-430P

Características do módulo Canadian Solar CS3W-430P	
Padrão STC	Valor
Potência por módulo	430 W
Tensão de máxima potência do módulo (Vmp)	39,9 V
Corrente de máxima potência do módulo (Imp)	10,78 A
Tensão de Circuito aberto (Voc)	48,4 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	11,32 A
Comprimento de cada módulo	2,108 m
Largura de cada módulo	1,048 m
Área de cada módulo	2,2092 m ²
Área do módulo acrescido 2cm	2,2727m ²
Padrão NOCT	Valor
Potência máxima nominal (Pmáx)	321 W
Tensão de máxima potência do módulo (Vmp)	37,3 V
Corrente de máxima potência do módulo (Imp)	8,62 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,6 V
Corrente de curto circuito (Isc)	9,13 A
Temperatura nominal de operação	41 ± 3 °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,05 %/°C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,28 %/°C
Coeficiente de tensão de máxima potência do módulo (Vmp)	-0,36 %/°C
Irradiância em NOCT	800 W/m ²
Temperatura em NOCT	20 °C

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2022).

Por meio da Equação (17), o sistema fotovoltaico em estudo será composto por 32844 módulos, distribuídos em uma área de 74,646 km² do reservatório da UHE Passo Real. Definido a quantidade de módulos e o modelo fotovoltaico escolhido de 430Wp, tem-se pela Equação (2) que o valor da capacidade instalada inicial do sistema é de 14,123 MW.

Os módulos, assim como as usinas fotovoltaicas, produzem energia por meio de corrente contínua (CC) e para injetá-la na rede, há a necessidade de converter a mesma para corrente alternada (CA), por meio do equipamento denominado de inversor. Para dimensionar o inversor, estima-se que a potência de saída do mesmo deverá obedecer a produtibilidade e o FDI, equação ((11), local em acordo com a capacidade instalada inicial do sistema FV. O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que para a região da Usina Hidrelétrica de Passo Real, foi utilizado o FDI de 0,7 que se refere à cidade de Porto Alegre, mesmo estado de onde se encontra a UHE. Porém, devido a grande quantidade de módulos e consequentemente uma elevada capacidade instalada, decidiu-se utilizar mais de um inversor no sistema fotovoltaico deste estudo.

Sendo assim, o inversor escolhido foi o SIW750-5.0-690 do fabricante WEG com uma potência de saída (CA) de 4750 kW, é um inversor central, nome este dado a inversores de grande porte, utilizados em sistemas com maior potência (CEZAR, 2019). Definida a capacidade instalada do inversor e a potência inicial dos módulos fotovoltaicos, tem-se, com a equação (2) a quantidade de módulos para esta capacidade instalada, resultando em aproximadamente 11 mil módulos por inversor. O sistema foi estimado em 33844 módulos, logo, para suprir o sistema FV há a necessidade de 3 inversores, sendo os inversores 1 e 2 compreendendo 11 mil módulos, e o terceiro com a quantidade de módulos restante, ou seja, 10844 módulos.

Conforme as características operacionais do inversor, ilustradas na Tabela 3, o mesmo apresenta duas entradas de MPPT, do inglês *maximum power point tracking*, que é o rastreamento do ponto de máxima potência, ou seja, garante a operação na máxima geração de energia (CANAL SOLAR, 2020). A quantidade de módulos será dividida igualmente para cada MPPT em cada inversor, resultando em 5500 módulos fotovoltaicos em cada MPPT para o caso dos inversores com 11000 módulos e 5422 módulos em cada MPPT para o inversor 3 que apresentará 10844 módulos.

Tabela 3 – Características operacionais do inversor SIW750-5.0-690

Características do Inversor WEG SIW750-5.0-690	
Entrada CC	Valor
Faixa de tensão de entrada na máxima potência (MPPT)	1005-1350 V

Características do Inversor WEG SIW750-5.0-690	
Entrada CC	Valor
Tensão máxima de entrada sem carga (V_{oc})	1500 V
Número de MPPT	02
Corrente máxima de entrada (I_{max})	6800 A
Saída CA	Valor
Faixa de tensão de saída (V_{ca})	690 V
Potência Elétrica nominal	4750 kW
Potência Elétrica máxima de saída	5000 kVA

Fonte: Adaptado de WEG (2022).

Após definir o modelo do inversor e a quantidade de módulos FV que irá compreender cada inversor e consequentemente, cada MPPT, é necessário verificar se o inversor escolhido atende aos parâmetros máximos e mínimos de operação dos módulos e determinar a quantidade de módulos em série e o número de *strings*, por meio das equações de tensão de circuito aberto mínimo, tensão de circuito aberto máximo, tensão máxima de máxima transferência de potência, tensão mínima de máxima transferência de potência e corrente máxima de curto-circuito conforme equações (12), (13), (14), (15) e (16), respectivamente.

Os parâmetros máximos e mínimos foram satisfeitos considerando um total de 28 módulos FV em série com 196 *strings*, resultando em 5488 módulos por MPPT, ao invés de 5500, para o inversor 1 e 2. O inversor 3 também apresenta 28 módulos em série, porém com 194 *strings*, totalizando 5432 módulos FV por MPPT. Com isso, tem-se a instalação de 32816 módulos fotovoltaicos ao invés de 32844 para satisfazer as condições máximas e mínimas de operação dos módulos.

4.3.1 Características Operacionais do Módulo Fotovoltaico e Inversor

Dos módulos fotovoltaicos disponíveis, escolheu-se o modelo HiKu CS3W-430P do fabricante Canadian Solar por ser um fabricante líder global em módulos FV, conforme Figura 37, e as características operacionais do mesmo identificadas na Tabela 2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 37 – Módulo fotovoltaico HiKu CS3W-4360P da Canadian Solar



Fonte: Canadian Solar (2022).

Como citado anteriormente, o modelo de inversor escolhido para este estudo de caso foi o SIW750-5.0-690 da WEG e, assim como com os módulos, escolheu-se esse fabricante por apresentarem uma linha especializada para energia fotovoltaica, conforme a Figura 38, e suas características operacionais são identificadas na Tabela 3.

Figura 38 – Inversor central SIW750-5.0-690 da WEG



Fonte: WEG (2022).

4.4 Resultados obtidos

Os resultados obtidos com este estudo de caso serão melhor apresentados nas subseções a seguir.

4.4.1 Dados climatológicos

Os dados climáticos de precipitação, temperatura e irradiação da região da Usina Hidrelétrica de Passo Real, descritos em hora durante os anos de 2017 a 2020, foram obtidos pelo método de Polígono de Thiessen, por meio das variáveis climáticas das estações meteorológicas escolhidas e disponibilizadas pelo INMET.

4.4.2 Equipamentos

Com a obtenção dos dados climatológicos da bacia de estudo descritos em hora, por meio do polígono de Thiessen e o correto dimensionamento dos equipamentos, obteve-se um sistema de fotovoltaico flutuante com 32816 módulos em uma área equivalente a 30% da área total do lago do reservatório da Usina Hidrelétrica de Passo Real.

O estudo prevê o uso de três inversores para atender uma carga aproximada de 14,11 MWp, juntamente com as características dos módulos fotovoltaicos foram divididos em números de *strings* e módulos em série diferentes para cada inversor, conforme descritos na Tabela 4 e Tabela 5 abaixo.

Tabela 4 – Características gerais do inversor 1 e 2 do sistema FV

Inversores 1 e 2 – WEG SIW750-5.0-690	
Entrada CC	Valor
Faixa de tensão de entrada na máxima potência (MPPT)	1005-1350 V
Tensão máxima de entrada sem carga (Voc)	1500 V
Número de MPPT	02
Quantidade total de módulos FV por inversor	10976
Quantidade de módulos FV por MPPT	5488
Quantidade de módulos FV em série por MPPT	28
Quantidade de <i>strings</i> por MPPT	196
Corrente máxima de entrada (Imax)	6800
Saída CA	Valor
Faixa de tensão de saída (Vca)	690

Potência Elétrica nominal	4750000
Potência Elétrica máxima de saída	5000000

Fonte: Elaboração própria (2022).

Tabela 5 – Características gerais do inversor 3 do sistema FV

Inversor 3 – WEG SIW750-5.0-690	
Entrada CC	Valor
Faixa de tensão de entrada na máxima potência (MPPT)	1005-1350 V
Tensão máxima de entrada sem carga (Voc)	1500 V
Número de MPPT	02
Quantidade total de módulos FV por inversor	10864
Quantidade de módulos FV por MPPT	5432
Quantidade de módulos FV em série por MPPT	28
Quantidade de <i>strings</i> por MPPT	194
Corrente máxima de entrada (Imax)	6800
Saída CA	Valor
Faixa de tensão de saída (Vca)	690
Potência Elétrica nominal	4750000
Potência Elétrica máxima de saída	5000000

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.4.3 Estruturas flutuantes

O estudo da implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes na UHE Passo Real resultou na instalação de 32816 módulos, com isso há a preocupação de encontrar o melhor sistema de flutuação para manter essas estruturas estáveis. Este sistema é composto pelos flutuadores, responsáveis por garantirem a estabilidade do módulo FV e pela ancoragem, que permite que os módulos não se desloquem com o movimento do lago e para garantir que sempre estejam posicionados para o norte, em caso de inclinação dos mesmos. Para o estudo de caso, escolheu-se utilizar estruturas flutuantes do tipo filme fino por apresentarem estruturas de suporte mais leves e devido a sua flexibilidade para o caso de ondas.

4.4.4 Velocidade do vento

Assim como os dados de precipitação, irradiação e temperatura, a velocidade do vento também foi obtida por meio do polígono de Thiessen. A velocidade do vento foi obtida em escala horária, resultando em um valor máximo

anual variando de 8,65 m/s a 9,24 m/s, sendo maior velocidade obtida no ano de 2017, conforme a Tabela 6. Deste modo o critério de velocidade do vento, para este estudo, não deve ser um fator limitante para a instalação dos módulos FV, visto os sistemas de flutuação e ancoragem.

Tabela 6 – Velocidade máxima do vento na UHE Passo Real

Velocidade máxima do vento na UHE Passo Real (m/s)				
-	2017	2018	2019	2020
Velocidade máxima (m/s)	9,24	8,65	8,66	8,57

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.4.5 Redução da evaporação

Os reservatórios das usinas hidrelétricas onde serão instalados os sistemas fotovoltaicos flutuantes, deixarão de perder um volume de água por evaporação, devido a cobertura dos módulos FV sobre a superfície da água. Volume este que será armazenado para o aproveitamento futuro na geração hídrica. (DULLIUS, 2019).

4.4.6 Complementariedade energética

Conforme os dados climatológicos, a escolha e o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e inversores, obteve-se a energia elétrica produzida hora a hora pelo sistema fotovoltaico flutuante no reservatório da UHE Passo Real durante todo o período de 2017 a 2020. Devido a grande quantidade de dados, a geração de energia fotovoltaica mensal do sistema foi melhor representada na Tabela 7.

Tabela 7 – Produção mensal de energia FV flutuante no reservatório da UHE de Passo Real nos anos de 2017 a 2020

Geração fotovoltaica flutuante no reservatório da UHE Passo Real (GWh)				
-	2017	2018	2019	2020
Janeiro	2,76	3,09	2,96	3,27

Geração fotovoltaica flutuante no reservatório da UHE Passo Real (GWh)				
-	2017	2018	2019	2020
Fevereiro	2,37	2,98	2,76	3,11
Março	2,53	2,57	2,58	3,01
Abril	1,88	2,04	1,84	2,30
Maiο	1,28	1,61	1,23	1,78
Junho	1,37	1,25	1,48	1,21
Julho	1,85	1,28	1,50	1,56
Agosto	1,99	1,78	2,06	2,03
Setembro	2,01	2,04	2,19	2,01
Outubro	2,53	2,62	2,26	2,81
Novembro	2,83	3,11	2,77	2,83
Dezembro	3,49	3,42	3,75	3,26
Total (GWh/ano)	26,89	27,79	27,38	29,18

Fonte: Elaboração própria (2022).

De acordo com a Tabela 7, pode-se perceber que a produção de energia fotovoltaica está relacionada com o período sazonal, visto que os meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro apresentam a maior produção de energia fotovoltaica enquanto que os meses de maio, junho e julho representam uma queda de mais de 50% em relação a dezembro, devido ao fim do outono e início do inverno. De acordo com o sistema proposto, em apenas 30% da área total do reservatório, tem-se uma geração fotovoltaica anual de 26,89 a 29,18 GWh nos anos de 2017 a 2020, respectivamente.

Segundo dados do ONS (2022), dos anos de 2017 a 2020, o último foi o que teve uma menor geração, devido a uma grave crise hídrica vivida neste ano, totalizando uma produção de 593 GWh/ano. Assim como na geração fotovoltaica, a hídrica também apresenta uma grande influência ao período sazonal, onde entre os meses de maio a julho há a menor geração, porém, o ano de 2018 foi bem atípico,

pois no mês de junho a produção de energia foi a maior de todo o ano, conforme observado na Tabela 8.

Tabela 8 – Produção de energia da UHE Passo Real

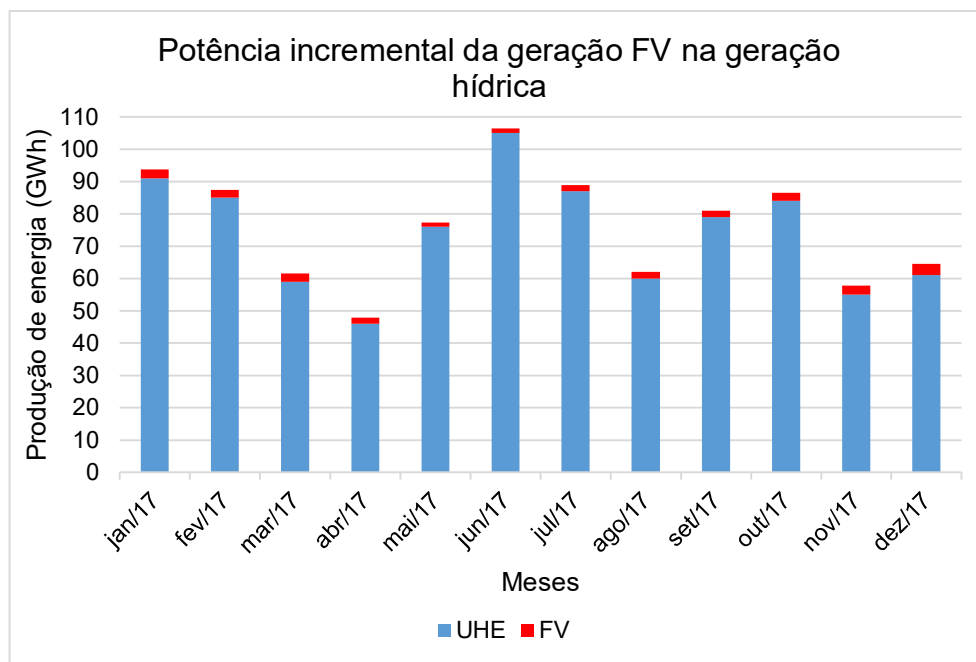
Produção de energia da UHE Passo Real (GWh)				
-	2017	2018	2019	2020
Janeiro	91	56	70	57
Fevereiro	85	53	94	47
Março	59	51	72	30
Abril	46	46	50	19
Maio	76	41	40	14
Junho	105	32	46	11
Julho	87	47	70	55
Agosto	60	48	66	67
Setembro	79	56	52	96
Outubro	84	60	43	91
Novembro	55	55	102	58
Dezembro	61	61	72	48
Total (GWh/ano)	888	606	777	593

Fonte: Elaboração própria (2022).

Considerando a geração fotovoltaica flutuante como complementariedade energética para os períodos de seca, o valor que poderá ser acrescido na geração hídrica mensalmente a cada ano da UHE Passo Real, foi ilustrado nas Figura 39 à Figura 42.

A Figura 39 representa a quantidade de energia fotovoltaica que seria produzida no sistema FV previsto para este trabalho, em vermelho, enquanto que a azul representa a geração hídrica no ano de 2017, resultando em um incremento anual na energia produzida pela usina de 3,03%.

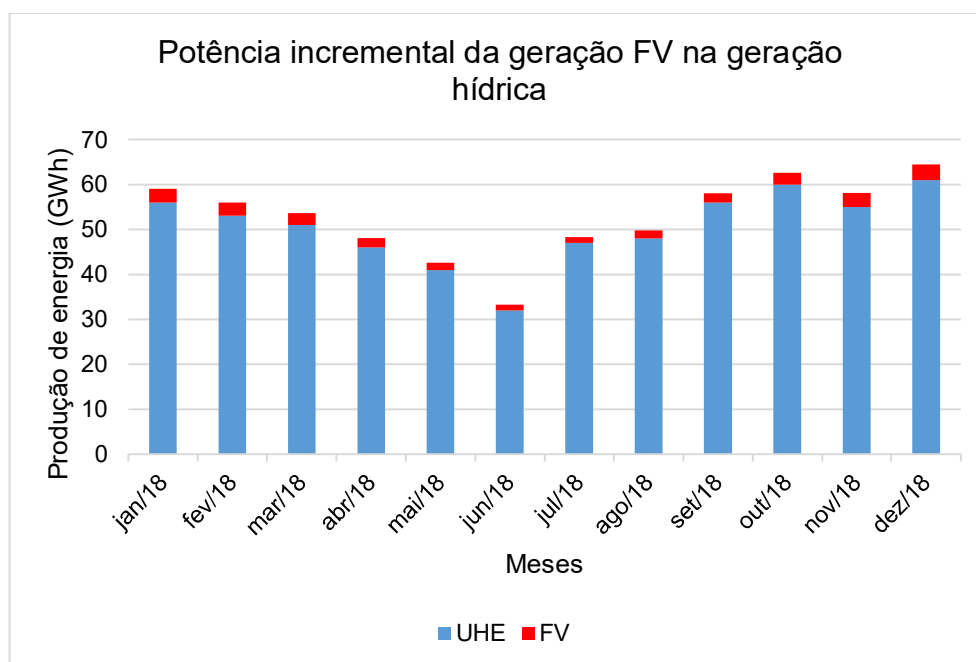
Figura 39 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2017



Fonte: Elaboração própria (2022).

O ano de 2018 teve um percentual maior de incremento comparado com o ano anterior, resultando em 4,59% de geração, conforme a Figura 40.

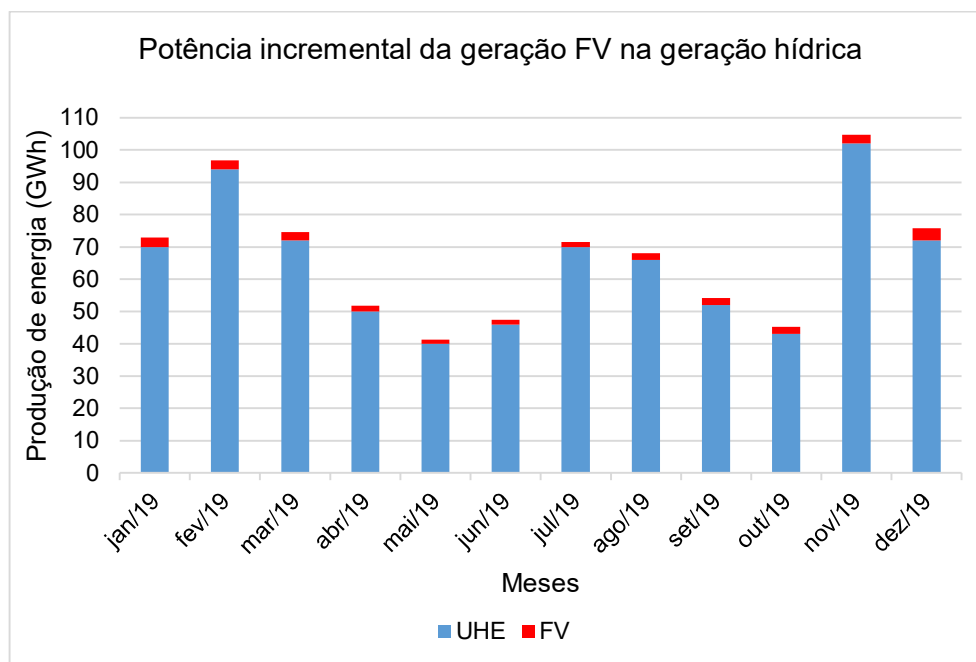
Figura 40 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2018



Fonte: Elaboração própria (2022).

Obteve-se um incremento anual de 3,52% na geração de energia no ano de 2019, de acordo com os incrementos mensais da geração fotovoltaica apresentados na Figura 41.

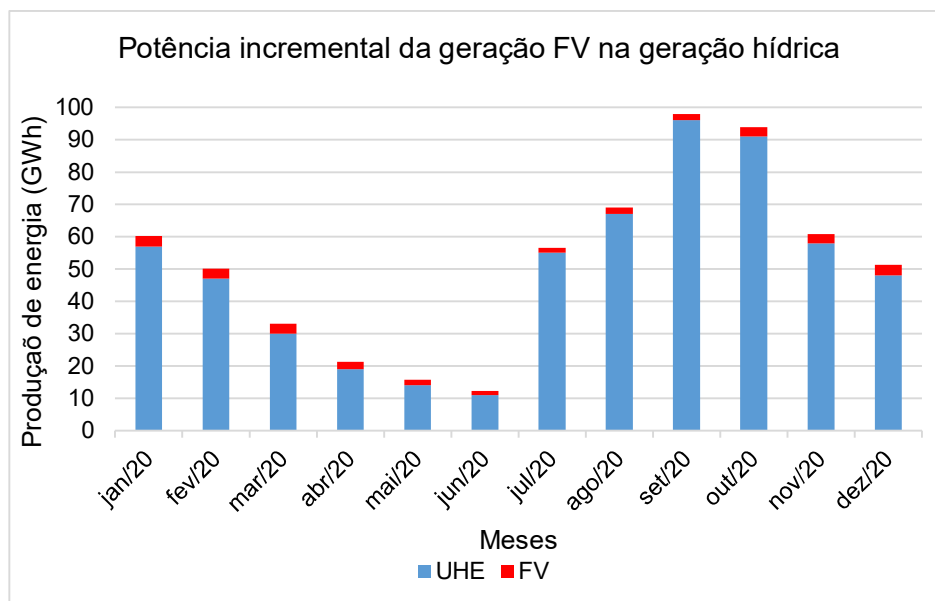
Figura 41 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2019



Fonte: Elaboração própria (2022).

De acordo com a Figura 42, percebe-se uma grave crise hídrica ocorrida no ano de 2020, principalmente entre os meses de março a junho. Porém, neste ano seria incrementada a maior energia dos últimos 4 anos, resultando em uma potência incrementada de 4,92%. Sendo assim, em casos de escassez de chuvas recorre-se a geração fotovoltaica, equilibrando e mantendo os padrões de qualidade e geração de energia (AHLERT, 2017).

Figura 42 – Potência incremental da geração fotovoltaica na geração hídrica da UHE Passo Real no ano de 2020



Fonte: Elaboração própria (2022).

A produção de energia em Passo Real seria incrementada em uma média anual de 4,02% durante os quatro anos pelo sistema de energia fotovoltaica proposto neste trabalho, sendo que esse incremento representa apenas 30% da área total do lago.

4.4.7 Instalação do gerador FV no reservatório

E, por fim, após o levantamento de todos os dados, realização dos equacionamentos e critérios seguidos para um ótimo desempenho dos equipamentos, determinou-se as características do sistema fotovoltaico flutuante previsto para o reservatório da UHE Passo Real. Resultando em um sistema FV dimensionado para ocupar apenas 30% da área total do lago, resultando em 74,6 km². O sistema completo necessita de 3 inversores, assim a Figura 43, representa de forma ilustrativa o sistema fotovoltaico no reservatório.

Figura 43 – Ilustração do possível posicionamentos dos grupos de módulos FV



Fonte: Adaptado do Google Earth (2022).

5 CONCLUSÃO

Diante das mudanças climáticas ocorridas nos últimos anos, há a necessidade de exploração de outras fontes renováveis de energia, evitando que o Sistema Interligado Nacional fique desprovido de recursos energéticos, ocasionado pelas crises hídricas. Uma solução para este período crítico é utilizar a geração fotovoltaica como complementariedade energética, visto que o Brasil apresenta altos índices de radiação. Sendo assim, foi proposto neste trabalho a instalação de módulos fotovoltaicos flutuantes no reservatório da usina hidrelétrica de Passo Real.

A UHE Passo Real possui o maior lago artificial do Rio Grande do Sul com aproximadamente 248,82 km² de área, localizada no Rio Jacuí, com capacidade instalada de 158 MW e com uma geração hídrica média de 716 GWh/ano durante os quatro anos.

O sistema fotovoltaico flutuante proposto é composto de 32816 módulos com três inversores SIW750-5.0-690, cada inversor com seus respectivos módulos divididos em série e quantidade de *strings*. Considerando os dados base do sistema FV flutuante, foram obtidos a produção de energia fotovoltaica hora a hora, durante o período do ano de 2017 a 2020, apresentados mensalmente para uma melhor visualização.

No caso proposto, mostrou-se um incremento por ano de 3,03%, 4,59%, 3,52% e 4,92% na energia gerada pelo sistema fotovoltaico flutuante entre os anos 2017, 2018, 2019 e 2020, totalizando em uma potência incremental média anual de 4,02% durante todo o período dos 4 anos. Porém, esse incremento foi obtido utilizando um pouco menos de 1/3 da área total do lago.

Segundo dados do ONS (2022), o nível médio anual do reservatório da UHE Passo Real é de 3800 m. Mas, vale ressaltar que o nível do reservatório não será deplecionado na mesma ordem de valor percentil de energia incrementada pelo sistema FV.

Os resultados obtidos com a instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes no reservatório da UHE Passo Real, indicam uma viabilidade da adoção do método em lagos, de forma muito benéfica, principalmente se esta energia gerada for adotada como complementariedade a geração hídrica. Esta complementariedade se dará por

meio da reserva do recurso hídrico em momentos de maior intensidade de radiação, onde será conservado o capital hídrico no reservatório para os períodos de crise hídrica. Esta complementariedade energética também poderá ser utilizada para alternar a geração de acordo com os períodos de maior demanda.

A água é um dos recursos naturais mais essenciais, não somente na geração de energia, como é fundamental para diversos setores econômicos. Este recurso está diretamente ligado com a agricultura e pecuária no crescimento de vegetais e animais, com a indústria para obtenção de produtos e o abastecimento de cidades.

Este trabalho consiste em uma contribuição e que pode ser complementado com estudos dinâmicos e de fluxo de potência para obter a contribuição do incremento possibilitado pelo sistema fotovoltaico na estabilidade do subsistema Sul.

REFERÊNCIAS

AHLERT, V.S.C. **Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas: Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira**. 2017. 119 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2017.

ALENCAR, C. A., STEDIEL, R. e JUNIOR, J. U. Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica. **Revista Brasileira de Energia Solar**, Paraná, v. 9, n. 1, p. 58-67, jul. 2018.

ANEEL. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico. SIGEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/index.html>. Acesso em: 07 fev. 2022.

AYNOÃ, Micaella. Inversor solar com 2 MPPT operando com entrada única. **Canal Solar**, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/inversor-solar-com-2-mppt-operando-com-entrada-unica/#:~:text=MPPT%20%C3%A9%20a%20sigla%20para,sistemas%20fotovoltaicos%20conectados%20%C3%A0%20rede>. Acesso em: 29 jun. 2022.

BERTO, A. Módulos Fotovoltaicos – Parâmetros Técnicos. **Canal Brasil**, 2017. Disponível em: <https://www.solarbrasil.com.br/blog/modulos-fotovoltaicos-parametros-tecnicos/>. Acesso em: 06 fev. 2022.

CEZAR, Pedro Henrique D. P. **Estudo de caso da utilização de energia fotovoltaica flutuante no reservatório de passo real**. 2019. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/206494>. Acesso em: 11 jun. 2022.

CHIQUETE, H.S. E. **Projeção da difusão da geração distribuída fotovoltaica para consumidores comerciais conectados à rede de baixa tensão**. 2022. 156 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2022.

DANTAS, D. F.; SICA, E. T. Uma análise econômica do comportamento do prosumidor por meio das teorias da perspectiva e do comportamento econômico.

In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, XXVI., 2022, Rio de Janeiro. **Anais [...]** Florianópolis: 2022.

DOBRE, L. C.; TURCANU, A.; CRĂCIUNESCU, A., Floating Photovoltaic Power Plants, **12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)**, 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/ATEE52255.2021.9425257. 2021.

DULLIUS, D. J. **Estudo da utilização de sistemas fotovoltaicos flutuantes no lago UHE Luís Eduardo Magalhães**. 2019. 83 f. TCC (Monografia) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Tocantins, UFT, Palmas, TO, 2019.

EDGE TECHNOLOGIES. **Submerged Photovoltaic Solar Panel**. Disponível em: <http://www.floating-solar.com/technologies.html>. Acesso em: 17 mai. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2022.

ERCAN, E. e KENTEL, E. Optimum daily operation of a wind-hydro hybrid system. **Journal of Energy Storage**, Ancara, v. 50, jun. 2022.

FGV Energia. **Distributed Energy Resources**. Mai. 2016.

HAAS J. *et al.*, Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility, **Energy Conversion and Management**, Volume 206, 2020.

HARSHAL A. U.; PALLAVI J. S., Floating Solar Plant, 2018 3rd International Conference for **Convergence in Technology (I2CT)**, pp. 1-4, doi: 10.1109/I2CT.2018.8529479. 2018.

HO, C. J.; CHOU, W.-L.; LAI, C.-M. Thermal and electrical performances of a water-surface floating PV integrated with double water-saturated MEPCM layers. **Applied Thermal Engineering**, Tainan, 05 fev. 2016, v. 94, p. 122–132.

IKHENNICHEU, M. *et al.* Analytical method for loads determination on floating solar farms in three typical environments. **Solar Energy**, v. 219, p. 34-41, mai. 2021.

IMHOFF, J., **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria – RS, 2007.

INMET. **Glossário**. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/glossario/glossario#P>. Acesso em: 12 jun. 2022.

JANNUZZI, G. D. M.; SWISHER, J.; REDLINGER, R. **PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS: oferta, demanda e suas interfaces**. 2. ed. Campinas: IEI Brasil, 2018. v. único.

LEE, N. *et al.* Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential, **Renewable Energy**, Volume 162, 2020.

LI, F. F., QUI, J. Multi objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system. **Applied Energy**, Pequim, p. 08, 16 set. 2015.

MELO, Itamar. Nas entranhas do Passo Real: há 50 anos, uma obra mudava a história e a geografia do RS. **GaúchaZH**, 2018. Disponível em: <https://gauchazh.clicrbs.com.br/ambiente/noticia/2018/08/nas-entranhas-do-passo-real-ha-50-anos-uma-obra-mudava-a-historia-e-a-geografia-do-rs-cjkwfstl024r01qksvr2488k.html>. Acesso em: 08 jun. 2022.

MENEZES, P. L.; SICA, E. T., Estudo sobre a inércia sintética em parques geradores elioelétricos. In: **Encontro para Debates para Assuntos de Operação (EDAO)**, 2018, Rio de Janeiro. XV EDAO. Rio de Janeiro: Cigré, 2018.

MORATO *et al.* **Análise Integrada em bacias hidrográficas**: Estudos comparativos com distintos usos e ocupação do solo. São Paulo: FFLCH/USP, 2019.

ONS. **O sistema em números**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 05 jan. 2022.

PRINGLE, A. M.; HANDLER, R. M.; PEARCE, J. M. Aquavoltaics: Synergies for dual use of water área for solar photovoltaic electricity Generation and aquaculture. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, dec. 2017. p. 572-584.

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

ROSSATO, M. S. **Os climas do Rio Grande do Sul: variabilidade, tendências e tipologia**. 2011. 253 f. Tese (Doutorado em Geografia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

SEMA. **Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul**. Disponível em: <https://sema.rs.gov.br/bacias-hidrograficas>. Acesso em: 09 jun. 2022.

SICA, E. T.; CAMARGO, C. C. The Water Use while Critical Natural Capital in the Context of the Brazilian Electric Sector. In: **IEEE/PES/T&D - Transmission and Distribution - Latin America**, 2004, São Paulo. IEEE Latin America Transaction T&D Latin America. São Paulo: IEEE Latin America, 2004.

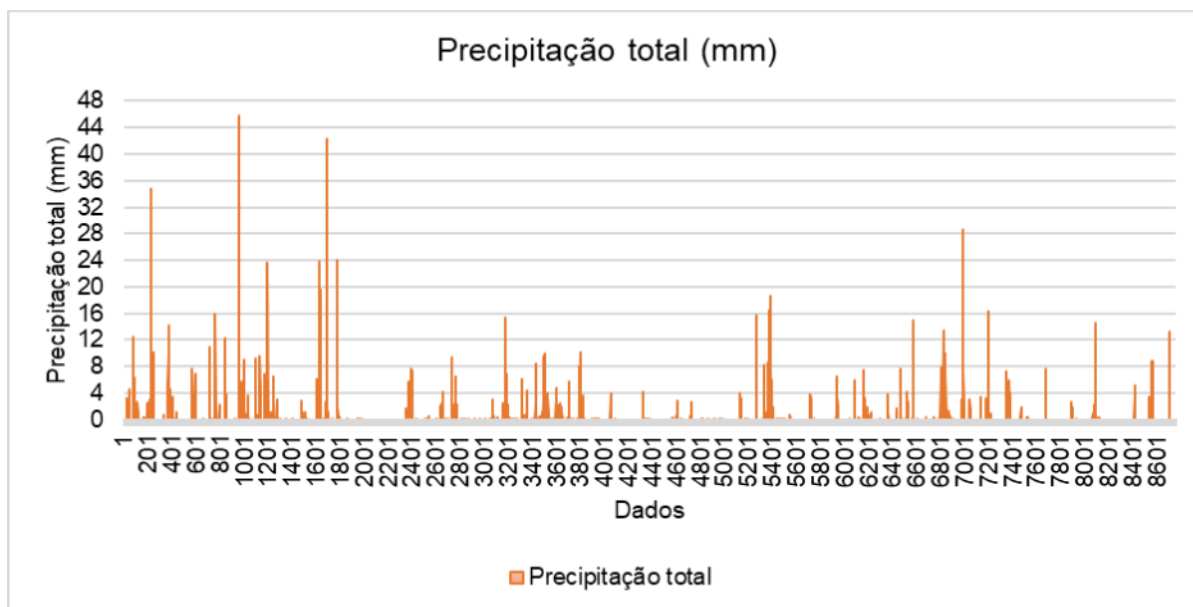
SILVA, J. V. L., RODRIGUES, M. I. e TAPIA, G. I. M. Análise técnica e econômica de um sistema híbrido eólico-solar off-grid em uma região rural no estado do Rio Grande do Norte. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, VIII., 2020, Fortaleza. **Anais** [...] Rio Grande do Norte: 2020.

TINA, G. M. *et al.* Analysis of water environment on the performances of floating photovoltaic plants, **Renewable Energy**, Volume 175, 2021.

ZIANI, P.; FOLETO, E. M. e WOLLMANN, C. A. Análise e Caracterização Geográfica da Bacia Hidrográfica do Alto Jacuí/RS. **Ciência E Natura**, 39, 58–74. Santa Maria, out. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.5902/2179460X26929>. Acesso em: 09 jun. 2022.

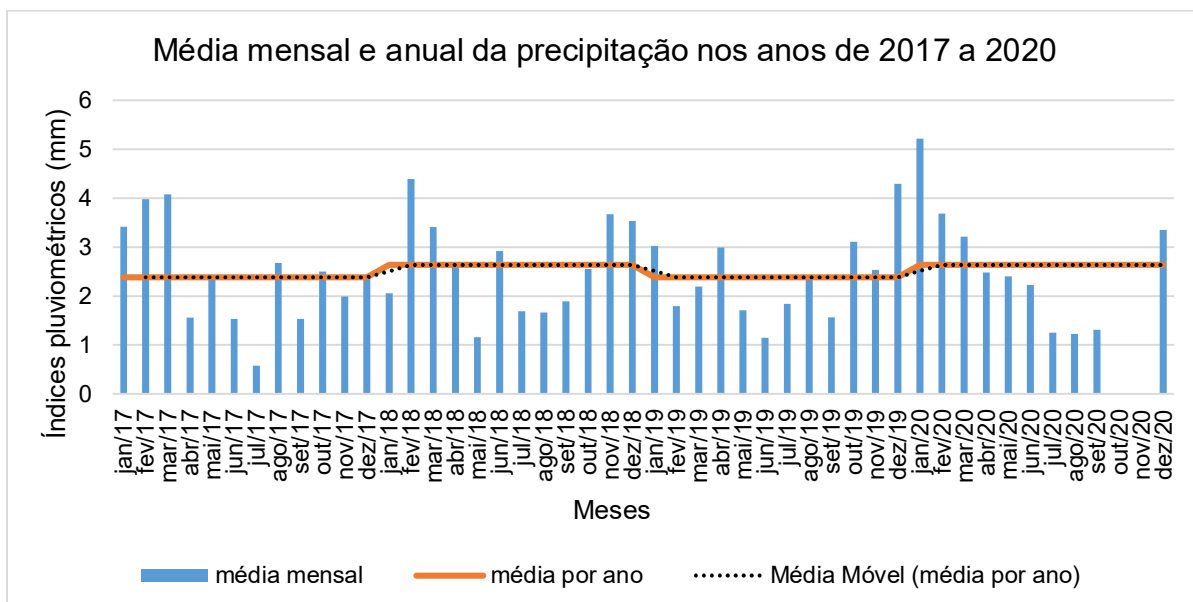
APÊNDICE A – Gráficos meteorológicos das estações

Figura 1A - Índices pluviométricos de Santa Maria no ano de 2017



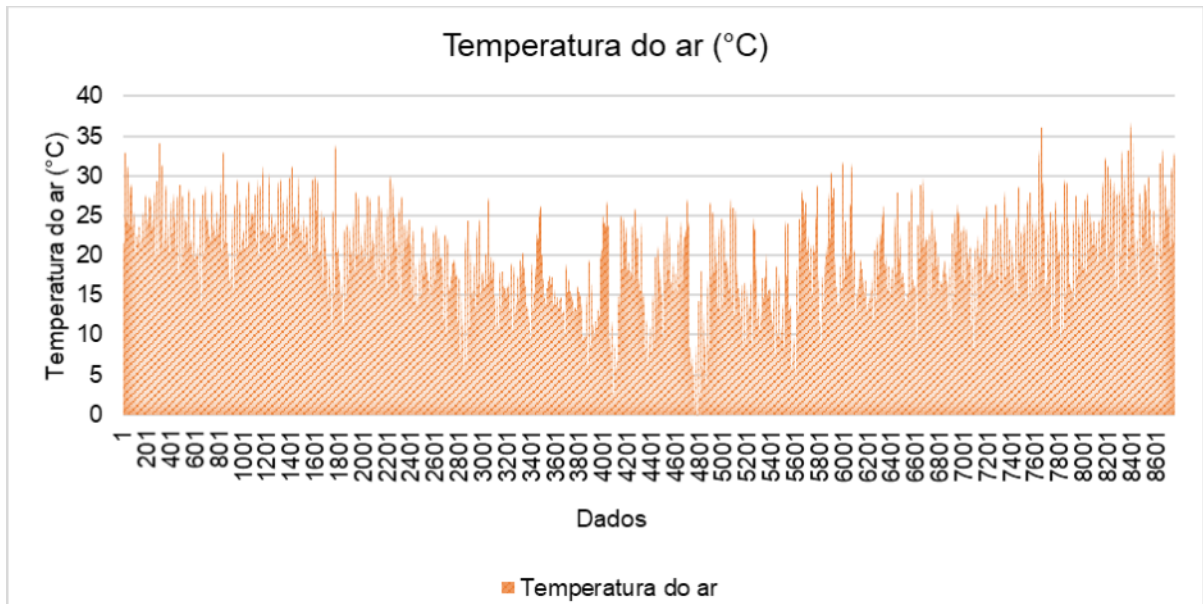
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 2A – Média de longo termo e média anual da precipitação de Santa Maria nos anos de 2017 a 2020



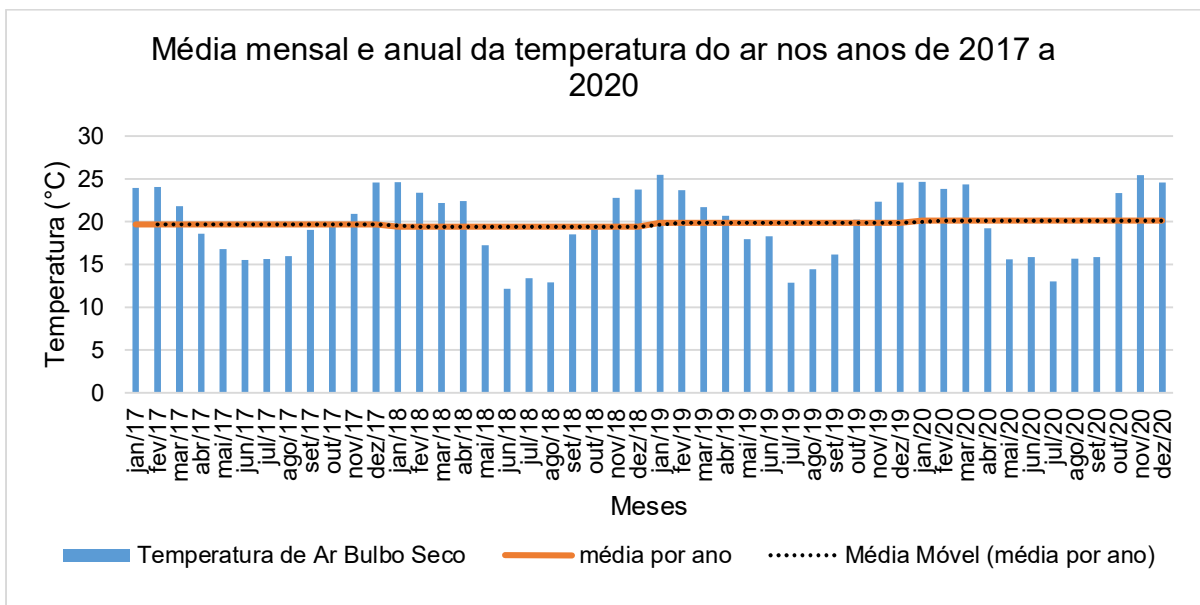
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 3A – Temperatura do ar de Santa Maria no ano de 2017



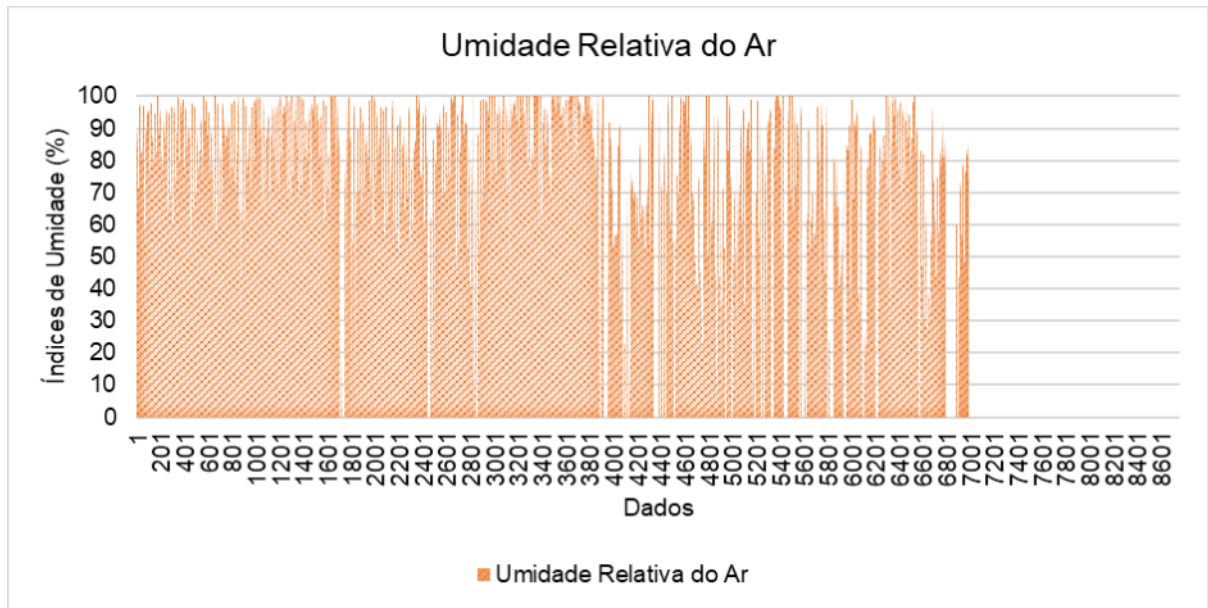
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 4A - Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Santa Maria nos anos de 2017 a 2020



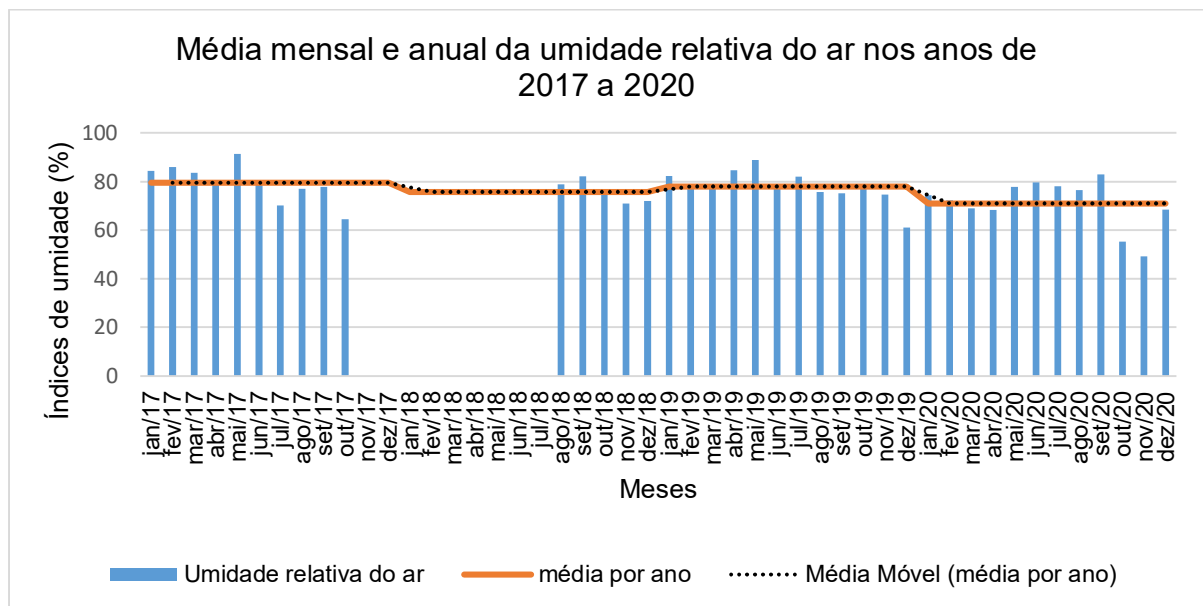
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 5A – Umidade relativa do ar de Santa Maria no ano de 2017



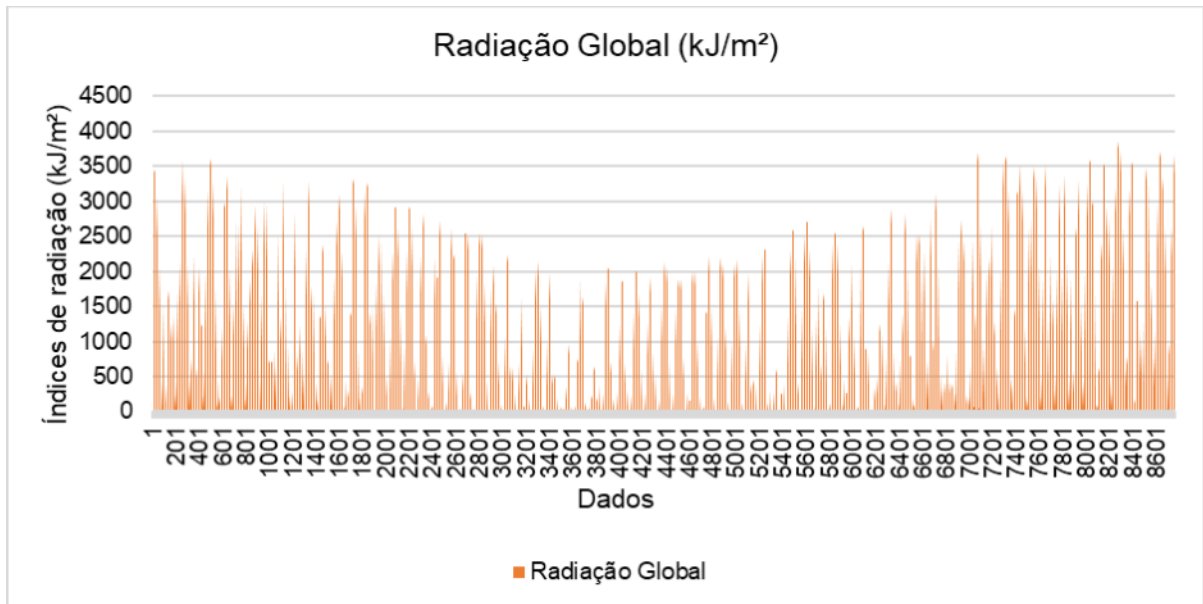
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 6A - Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Santa Maria nos anos de 2017 a 2020



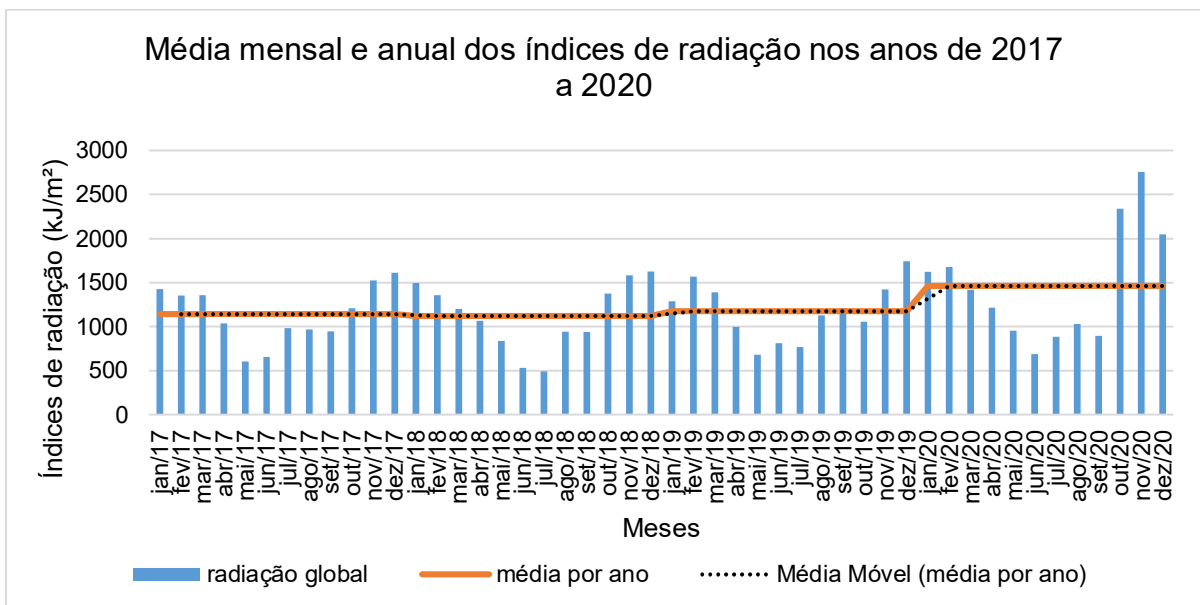
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 7A – Índices de radiação de Santa Maria no ano de 2017



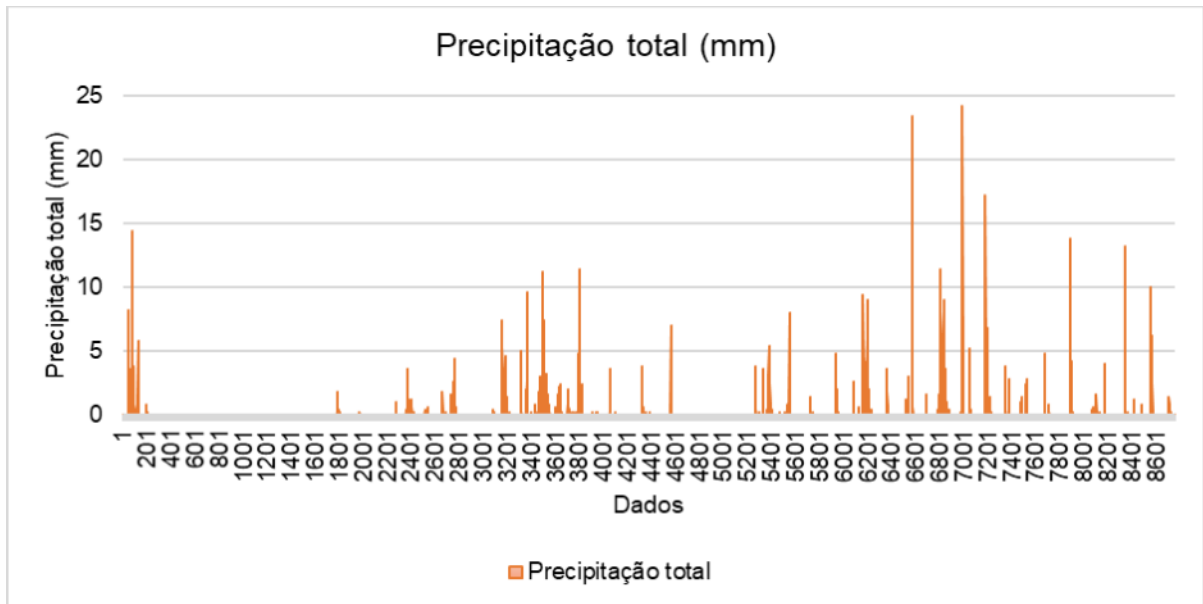
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 8A - Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Santa Maria nos anos de 2017 a 2020



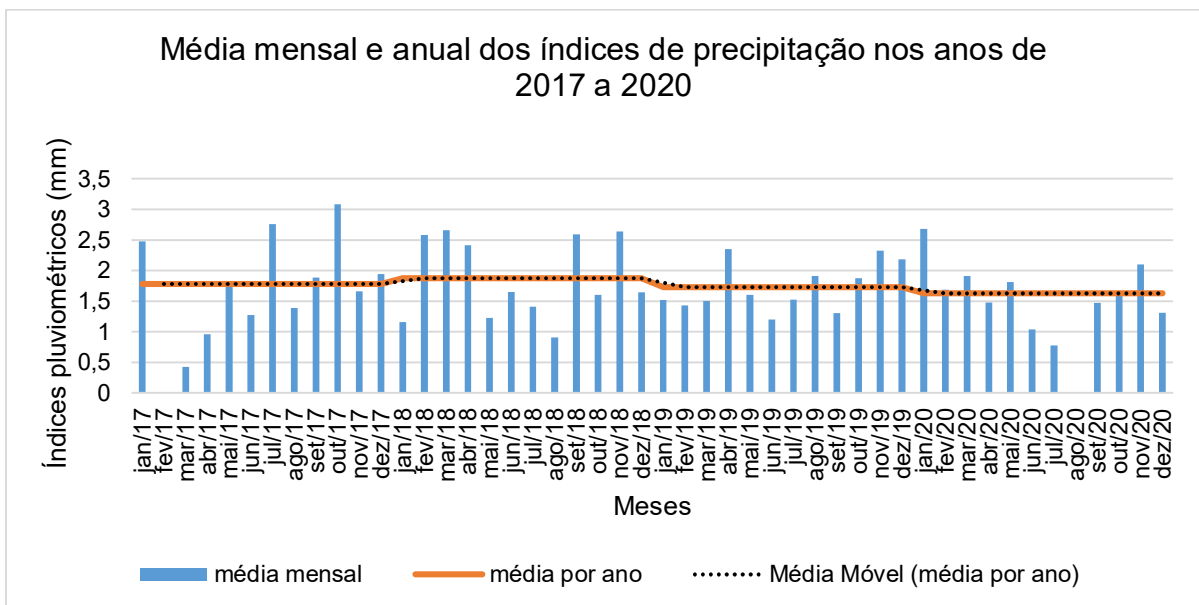
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 9A - Índices pluviométricos de Rio Pardo no ano de 2017



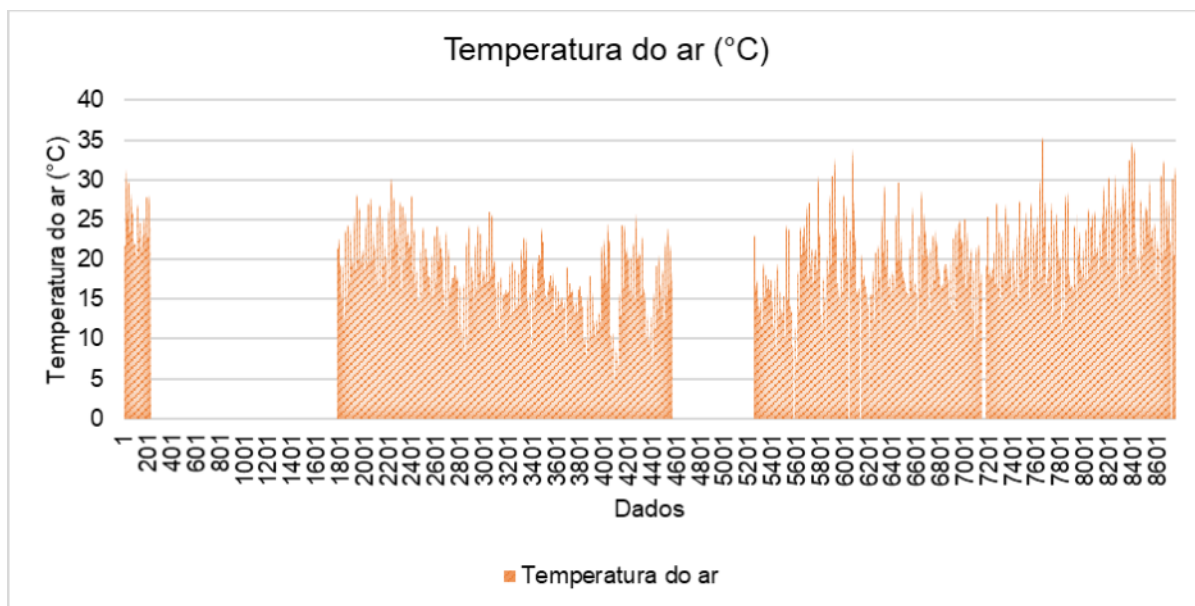
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 10A – Média de longo termo e média anual da precipitação de Rio Pardo nos anos de 2017 a 2020



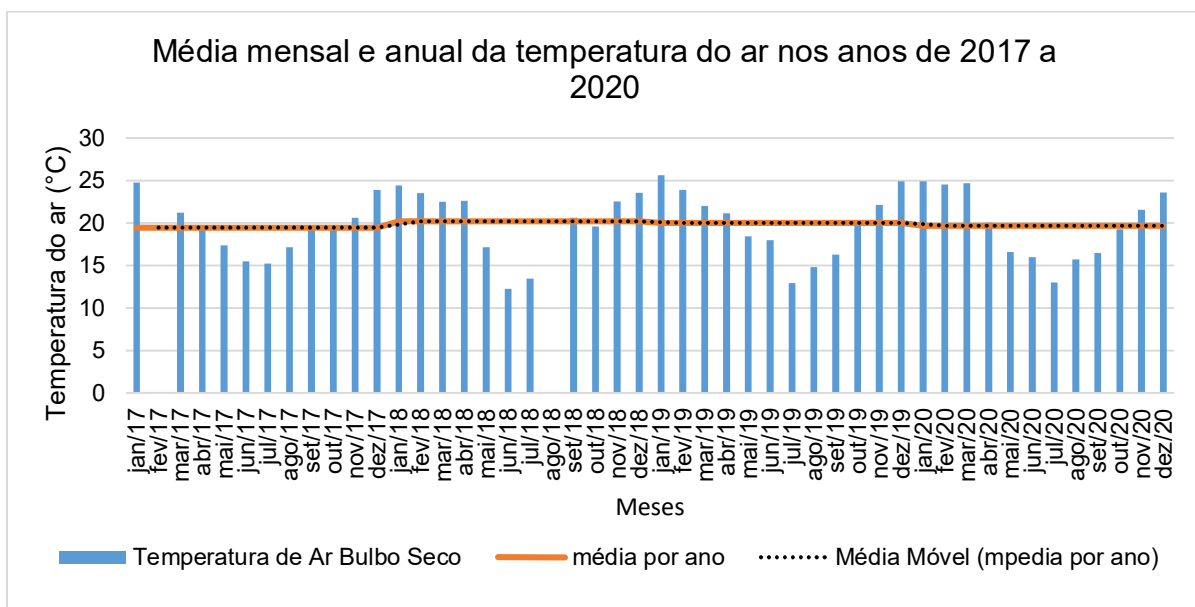
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 11A – Temperatura do ar de Rio Pardo no ano de 2017



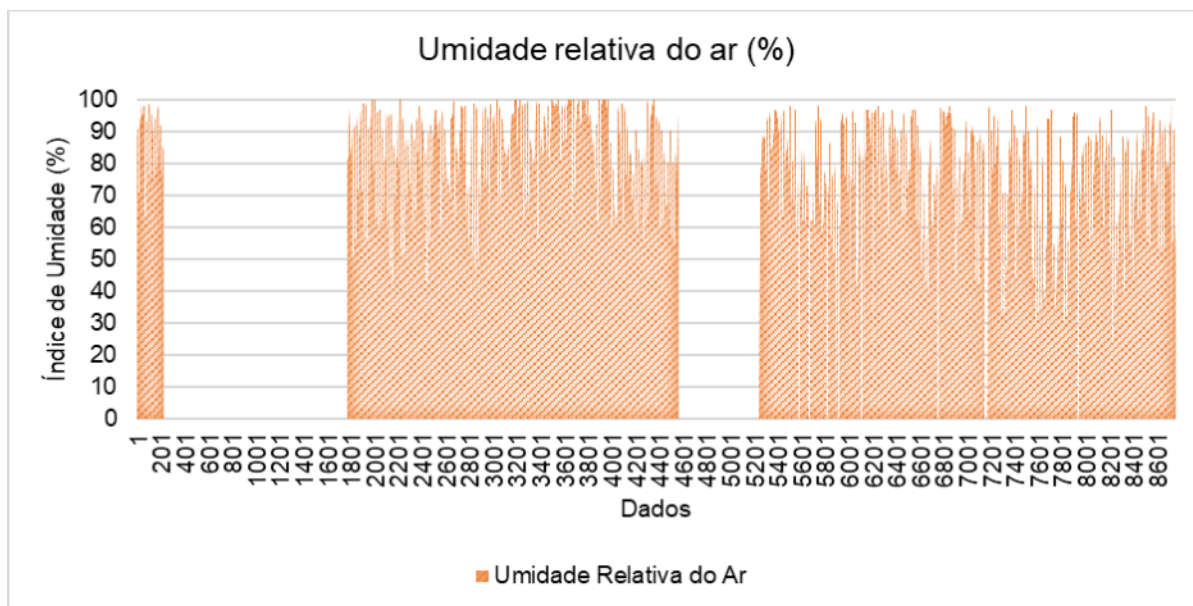
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 12A - Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Rio Pardo nos anos de 2017 a 2020



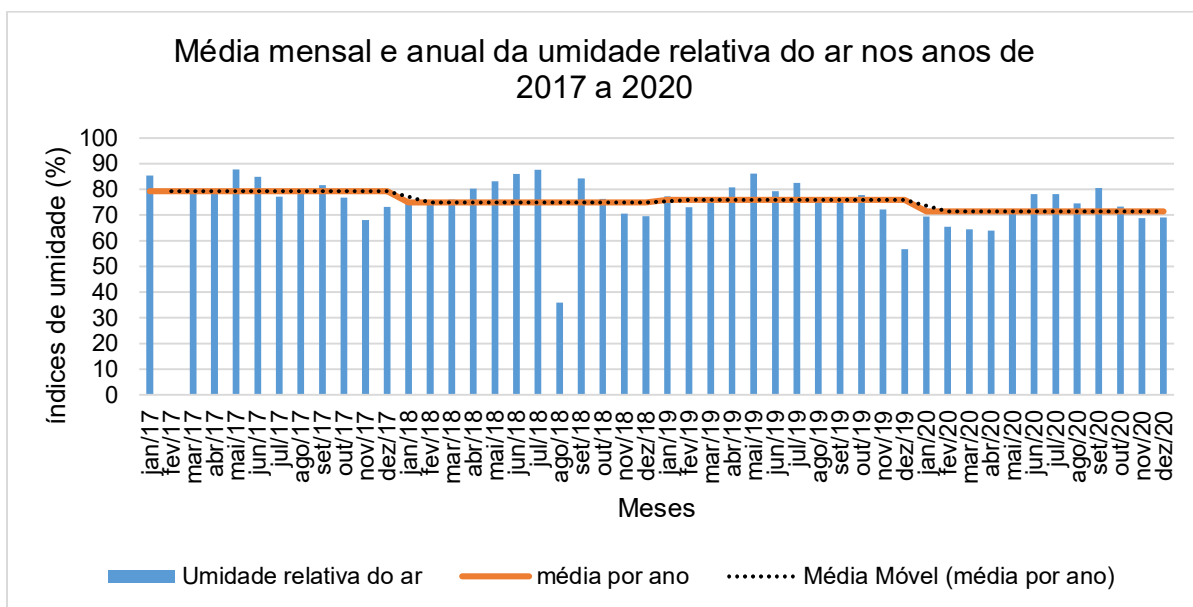
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 13A – Umidade relativa do ar de Rio Pardo no ano de 2017



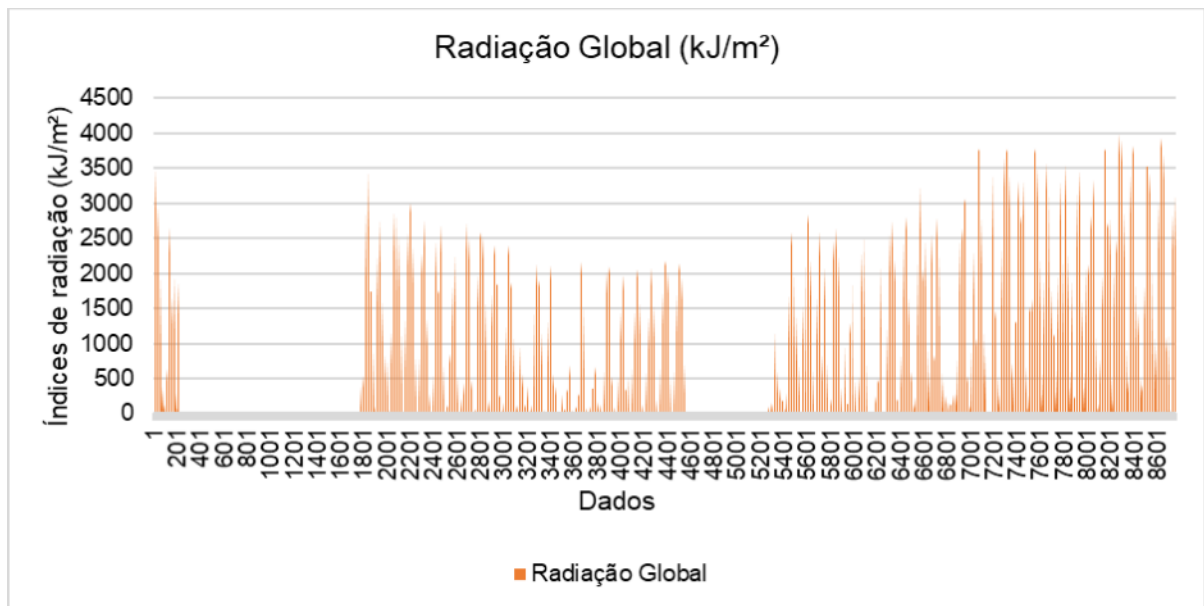
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 14A - Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Rio Pardo nos anos de 2017 a 2020



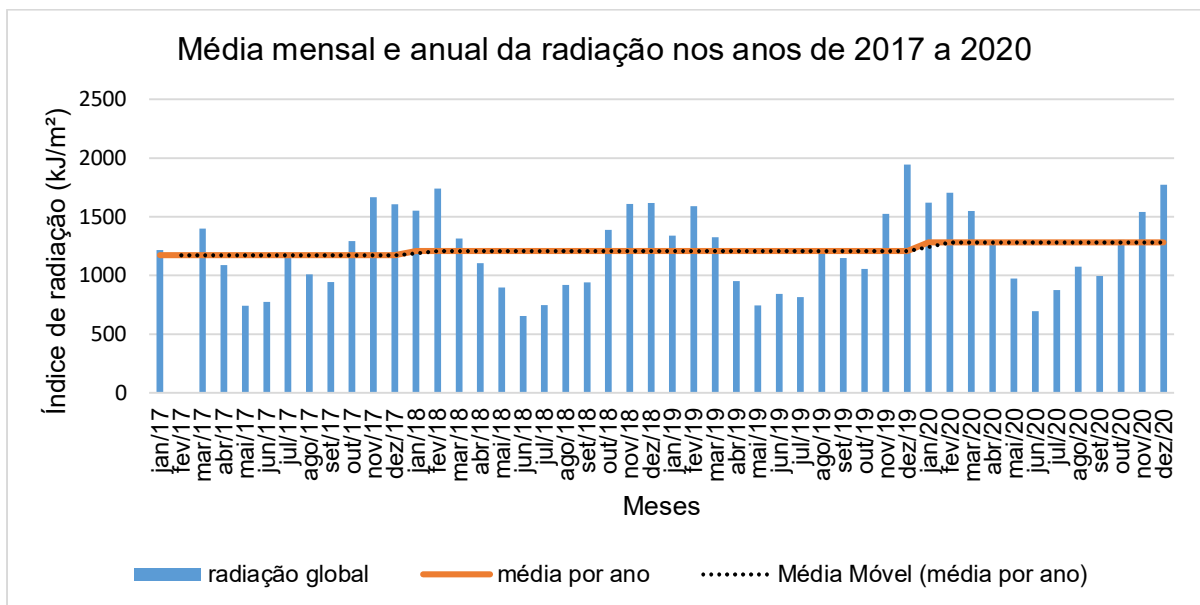
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 15A – Índices de radiação de Rio Pardo no ano de 2017



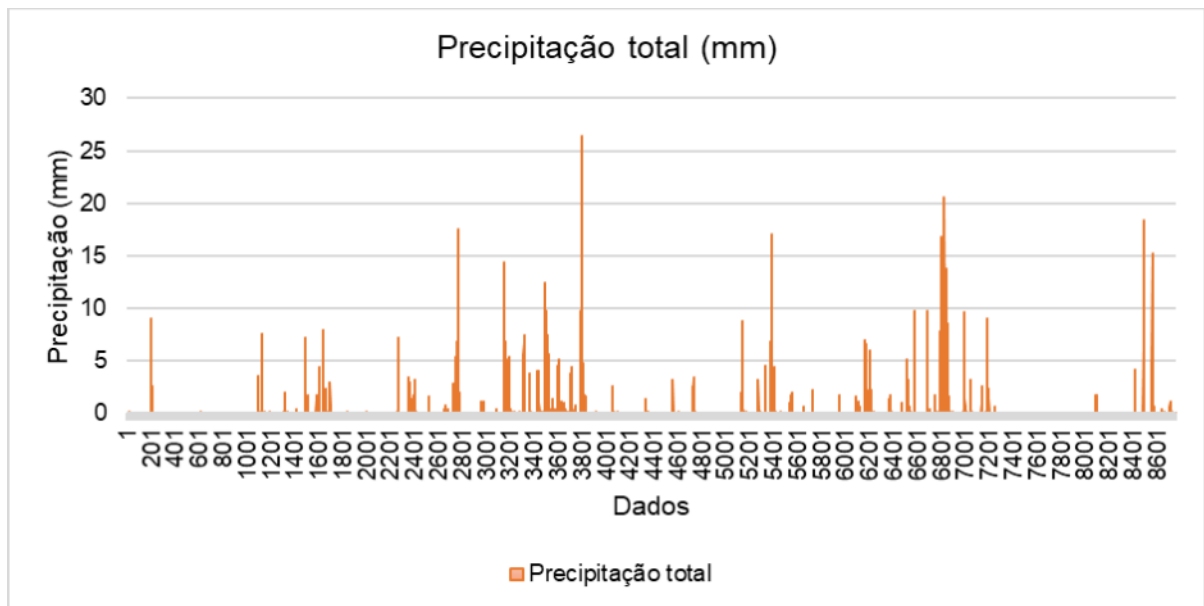
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 16A - Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Rio Pardo nos anos de 2017 a 2020



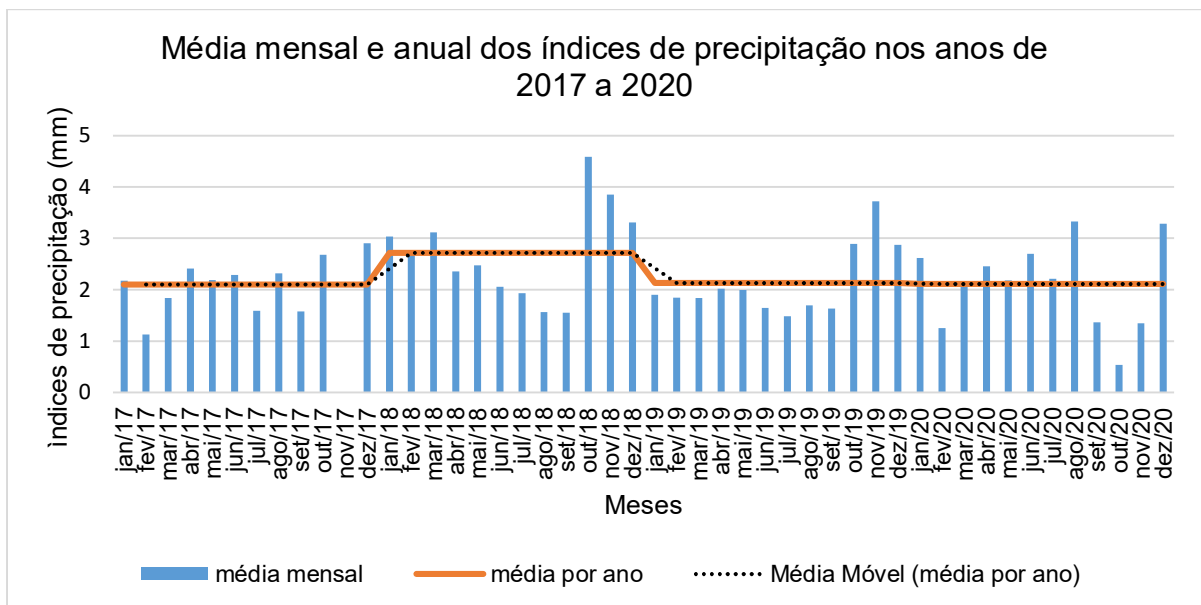
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 17A - Índices pluviométricos de Soledade no ano de 2017



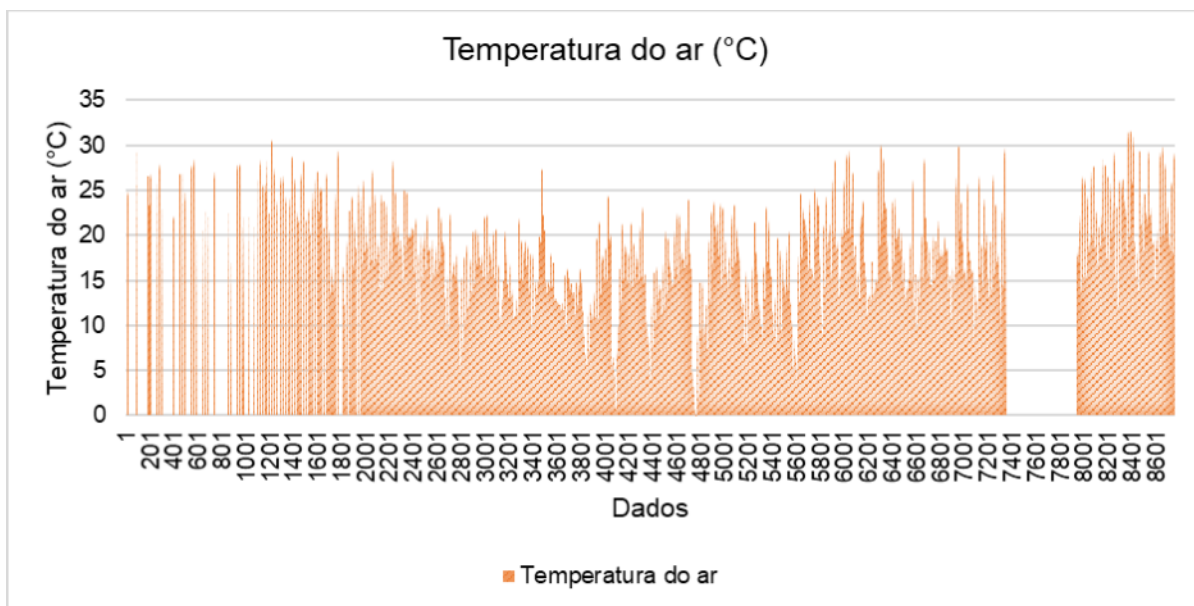
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 18A – Média de longo termo e média anual da precipitação de Soledade nos anos de 2017 a 2020



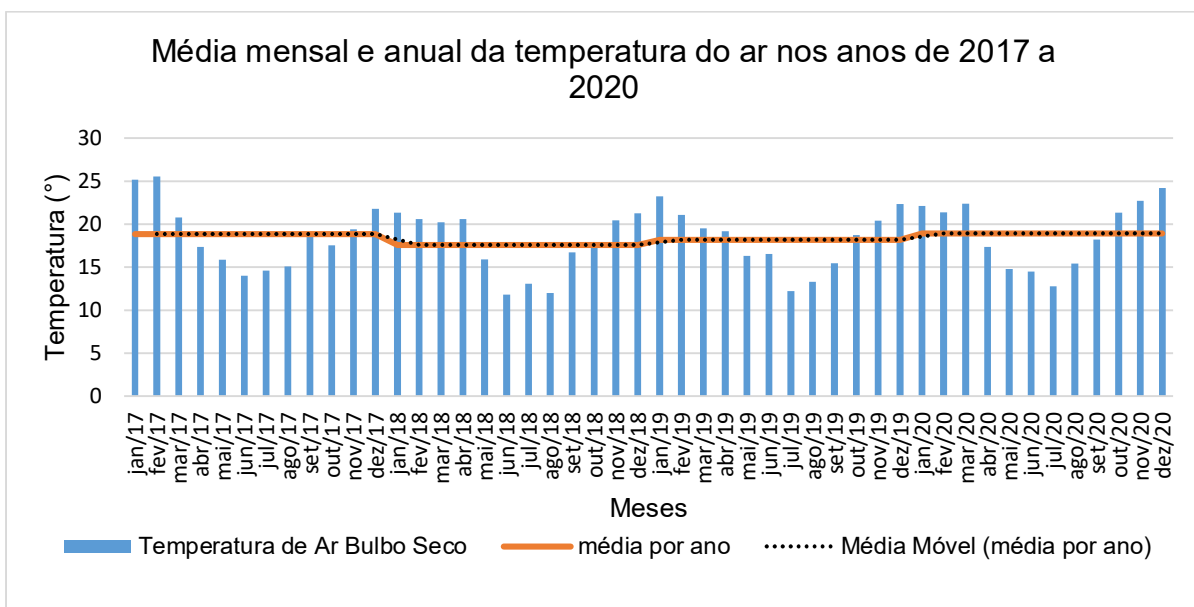
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 19A – Temperatura do ar de Soledade no ano de 2017



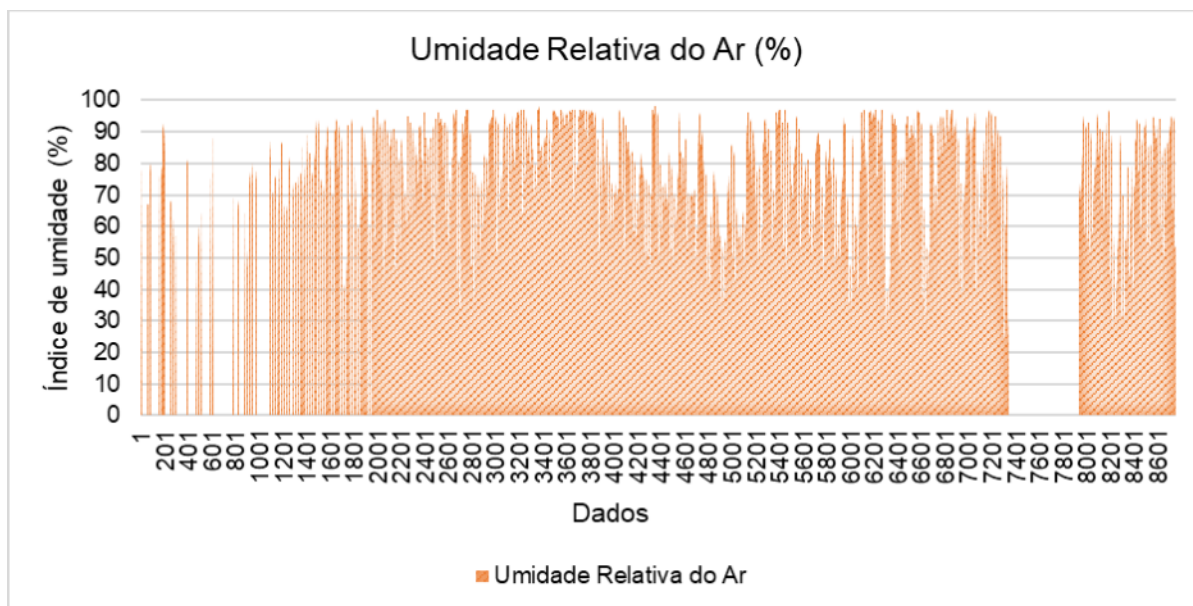
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 20A - Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Soledade nos anos de 2017 a 2020



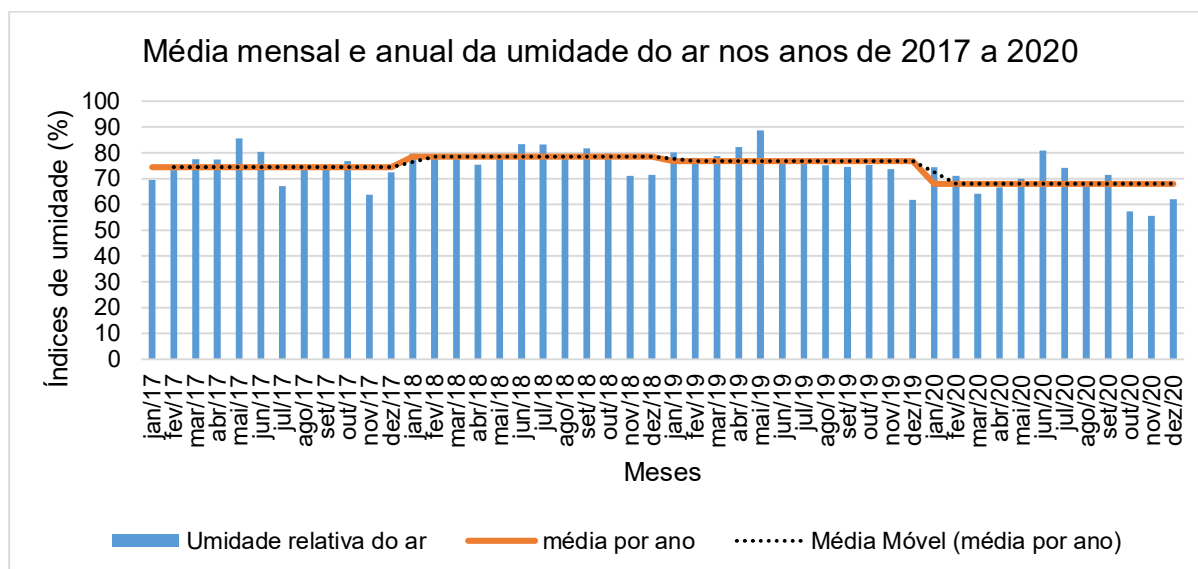
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 21A – Umidade relativa do ar de Soledade no ano de 2017



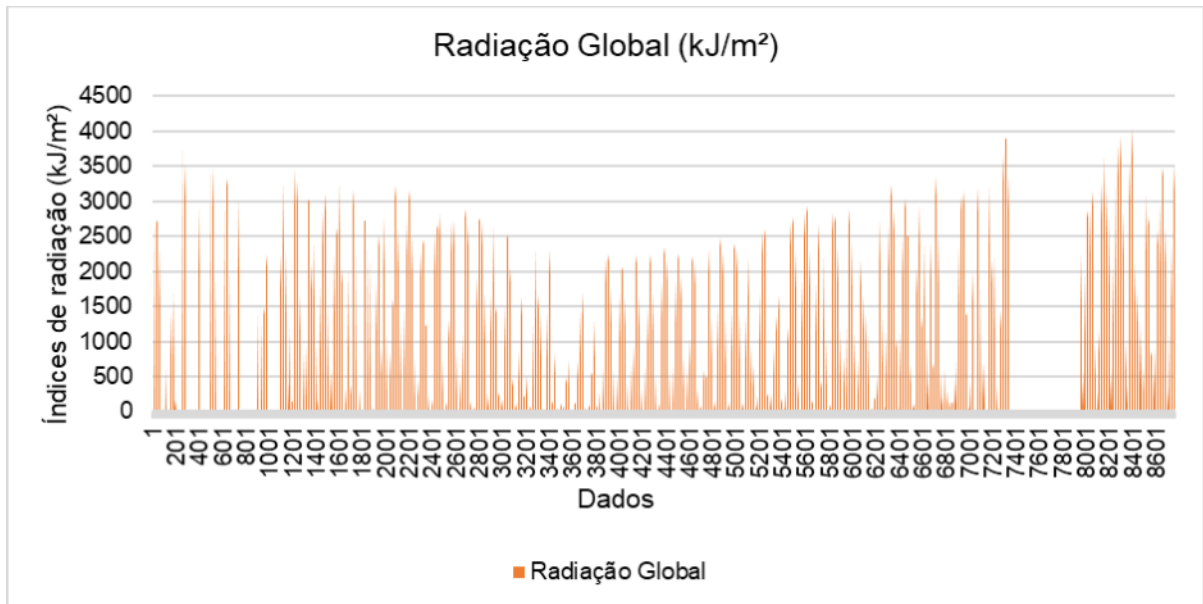
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 22A - Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Soledade nos anos de 2017 a 2020



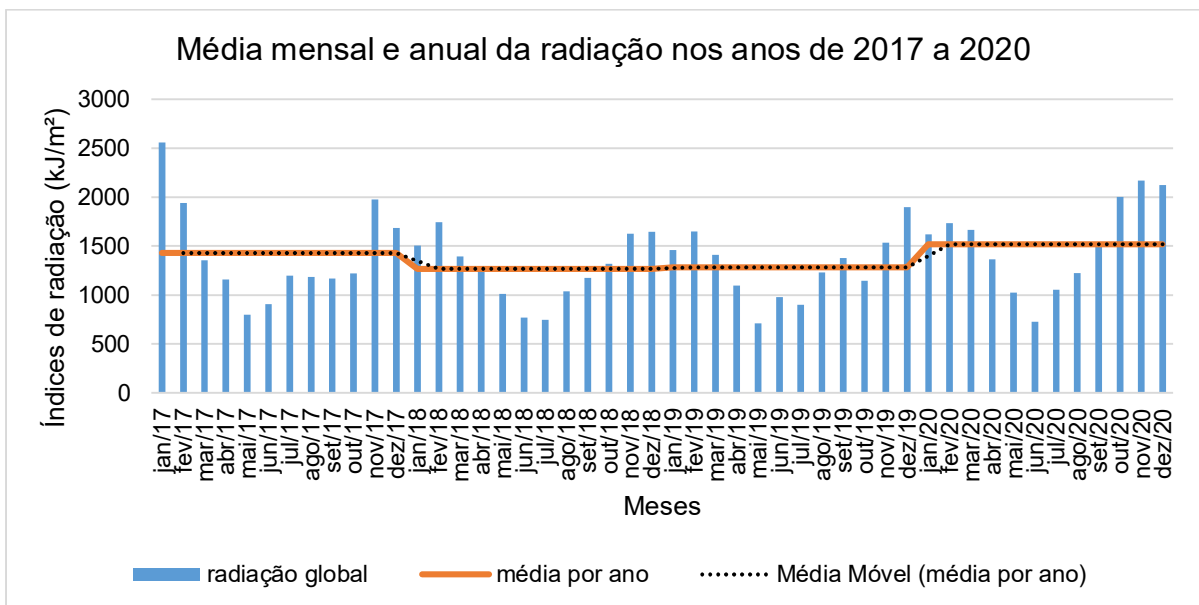
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 23A – Índices de radiação de Soledade no ano de 2017



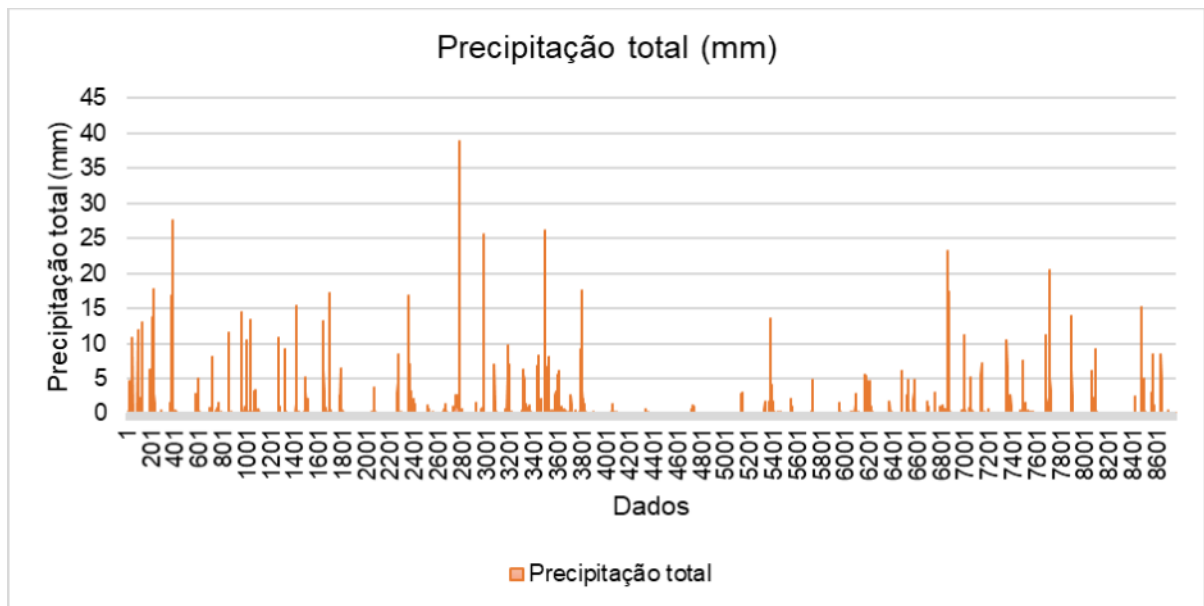
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 24A - Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Soledade nos anos de 2017 a 2020



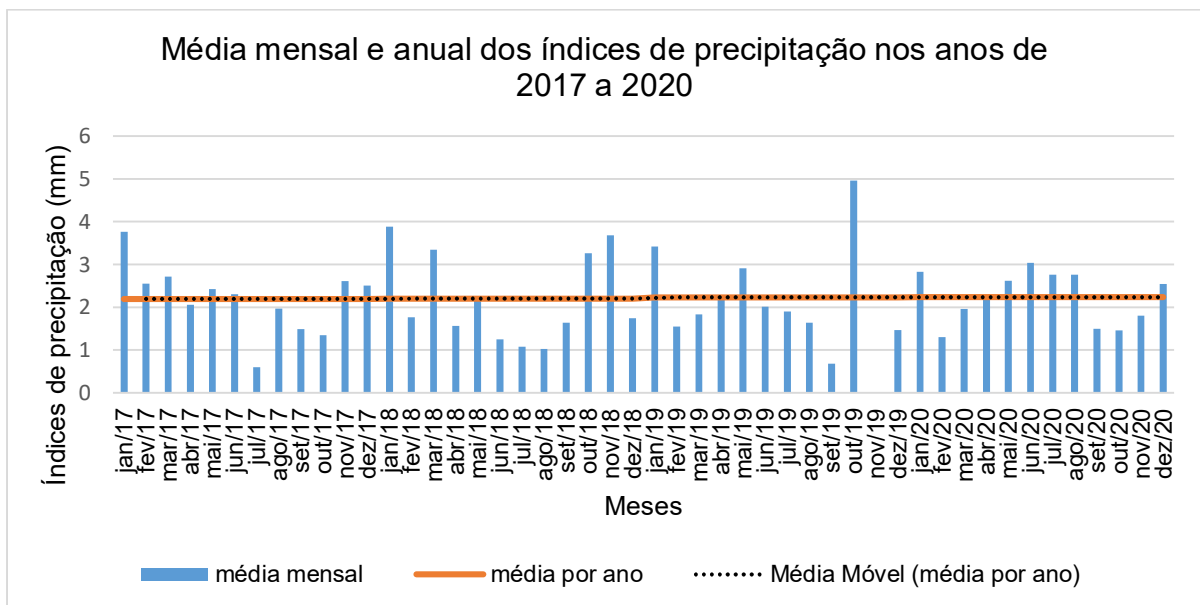
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 25A - Índices pluviométricos de Cruz Alta no ano de 2017



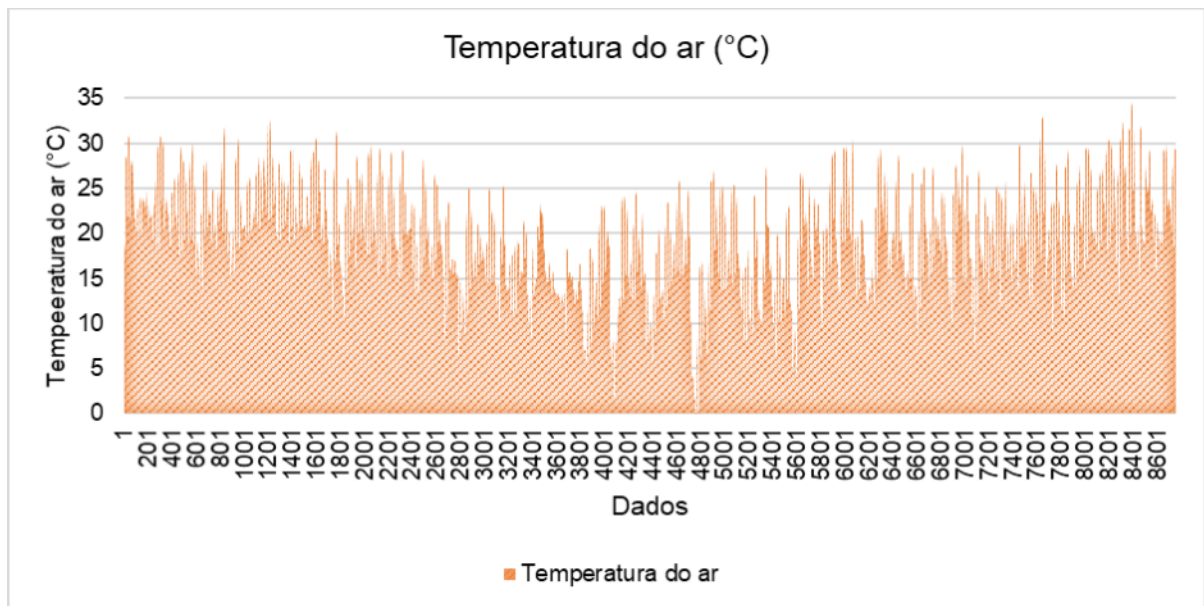
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 26A – Média de longo termo e média anual da precipitação de Cruz Alta nos anos de 2017 a 2020



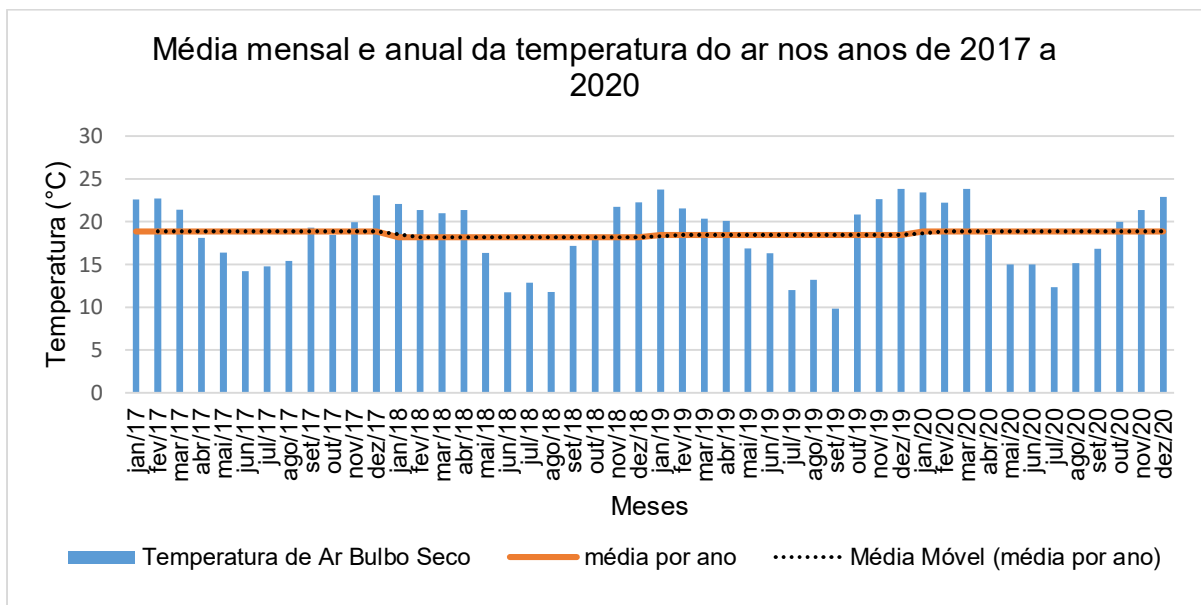
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 27A – Temperatura do ar de Cruz Alta no ano de 2017



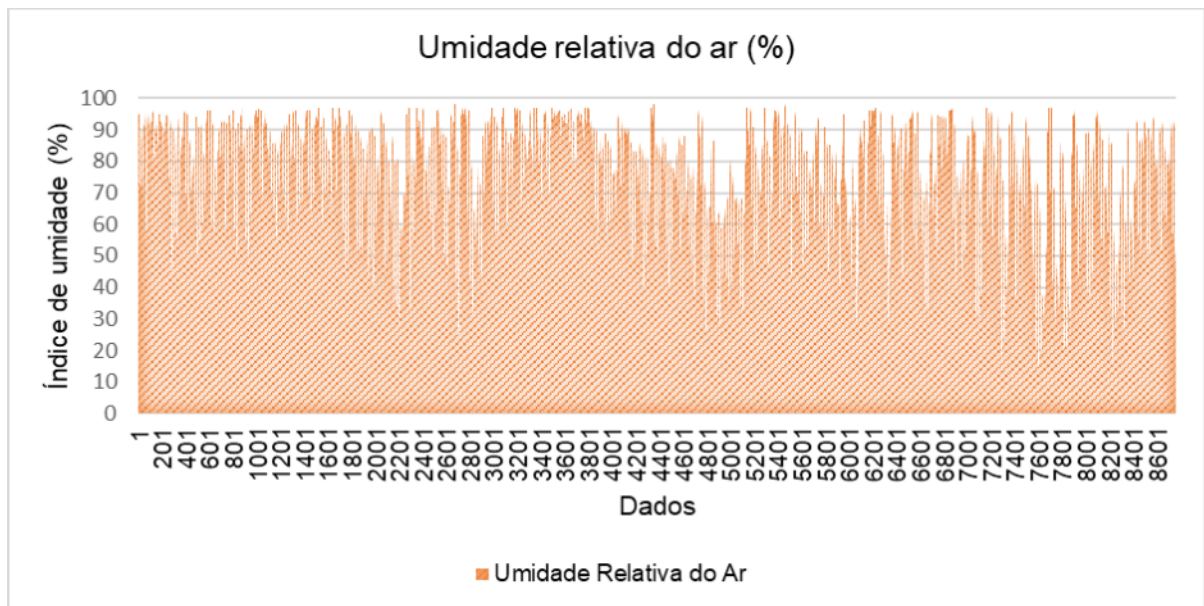
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 28A - Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Cruz Alta nos anos de 2017 a 2020



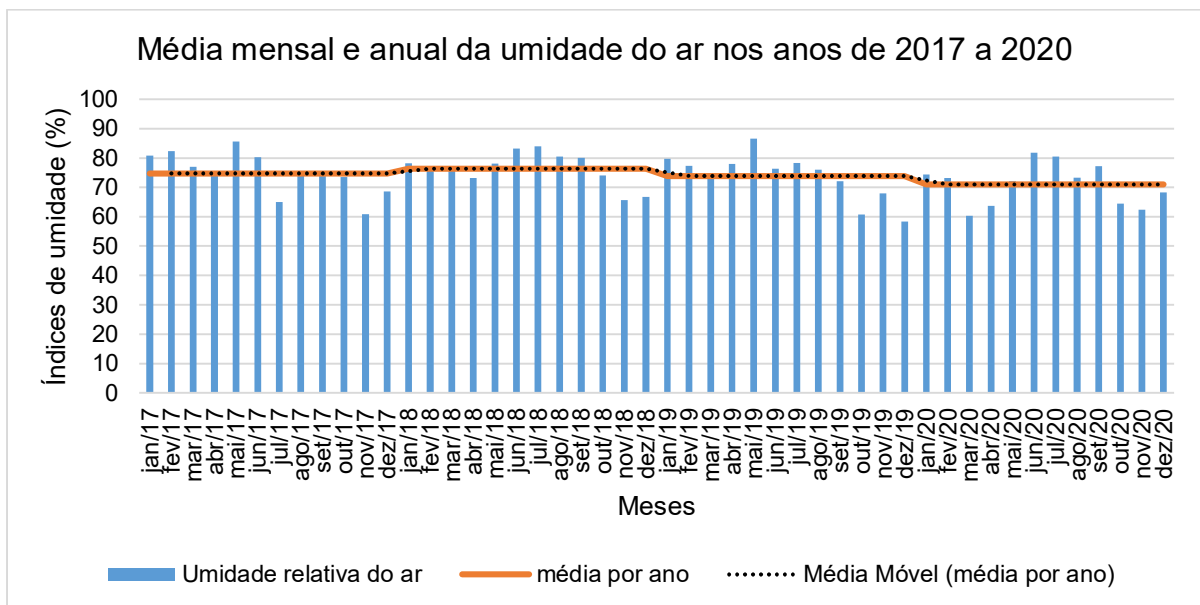
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 29A – Umidade relativa do ar de Cruz Alta no ano de 2017



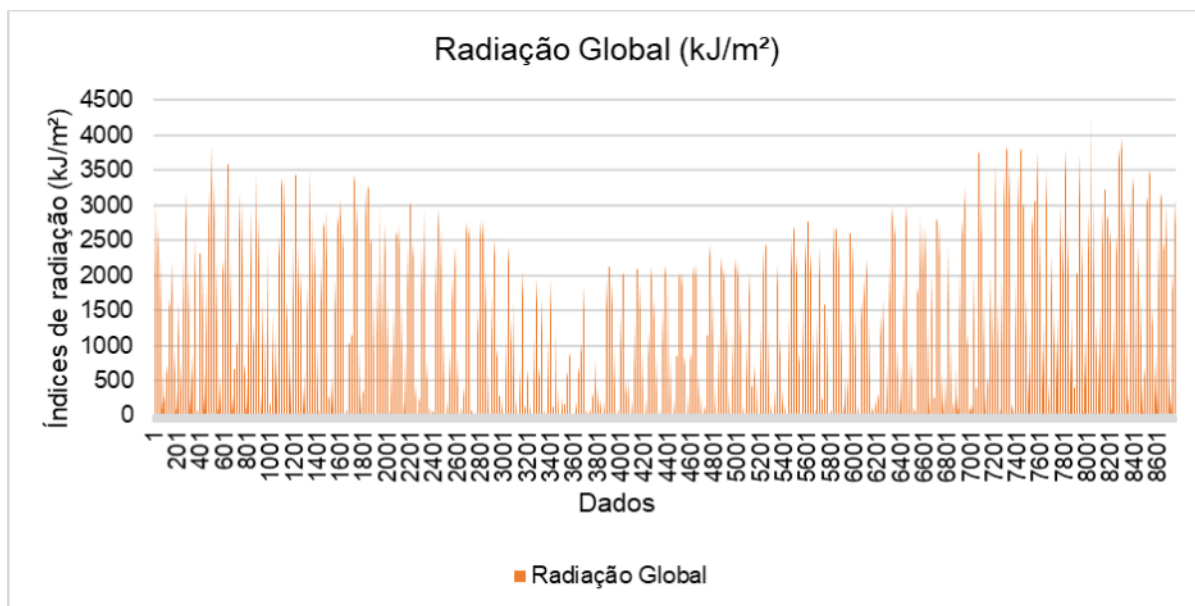
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 30A - Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Cruz Alta nos anos de 2017 a 2020



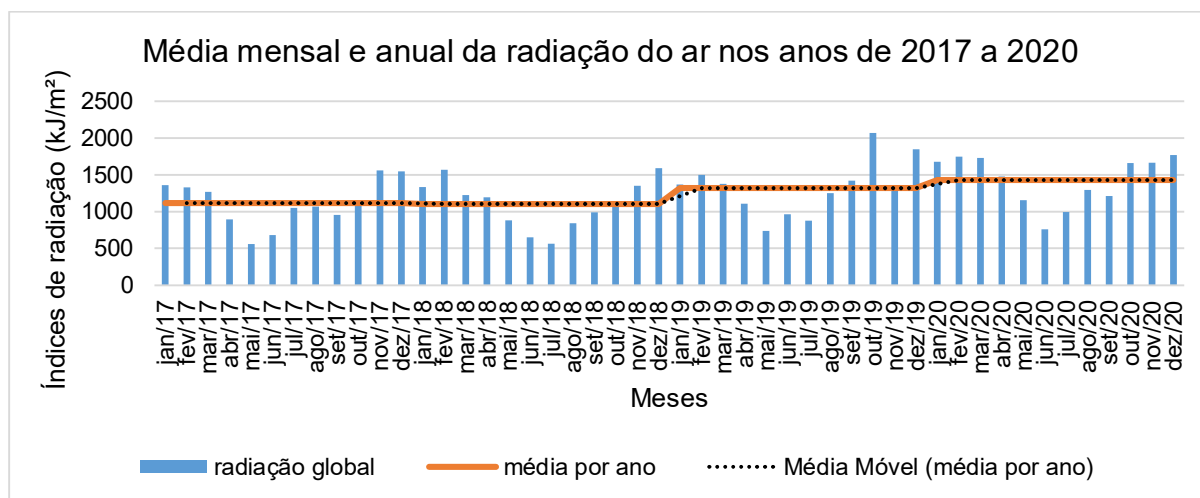
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 31A – Índices de radiação de Cruz Alta no ano de 2017



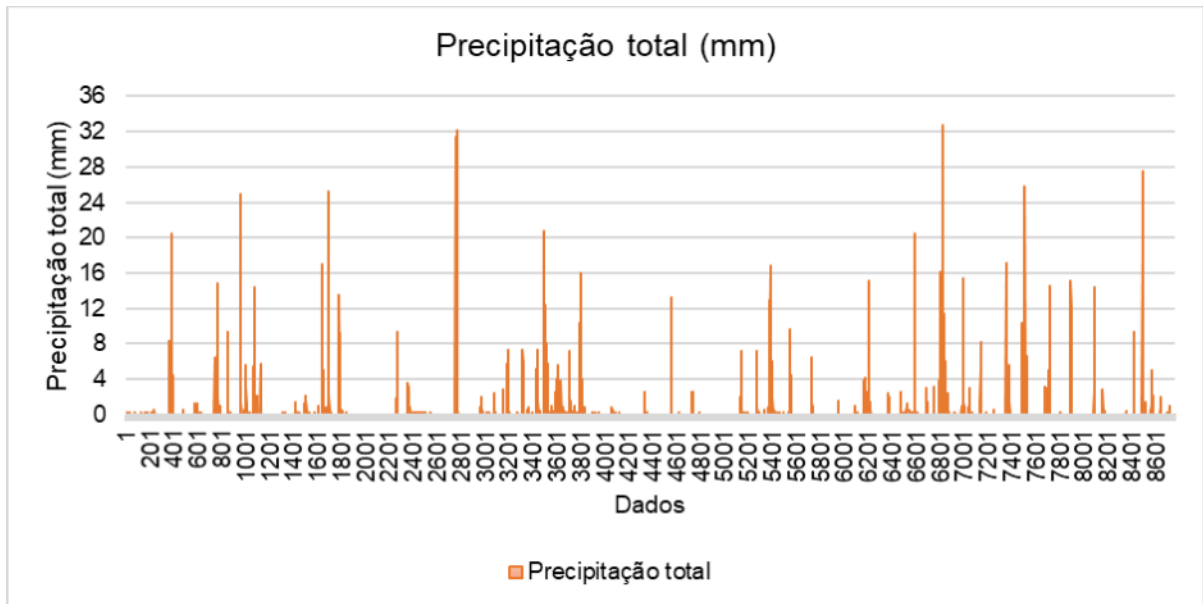
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 32A - Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Cruz Alta nos anos de 2017 a 2020



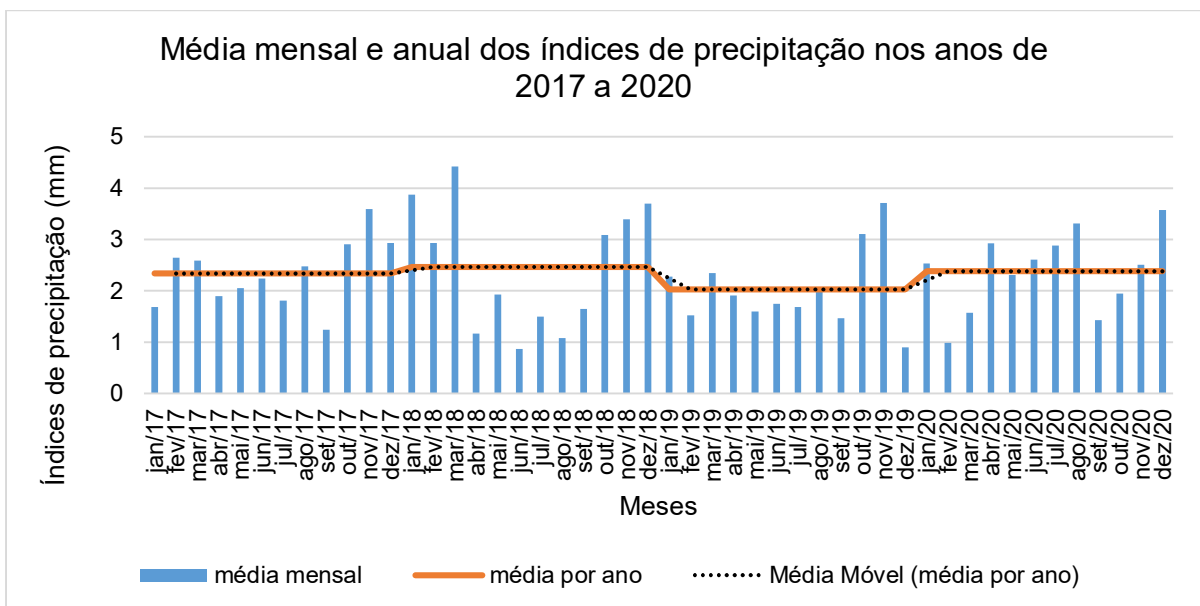
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 33A - Índices pluviométricos de Ibirubá no ano de 2017



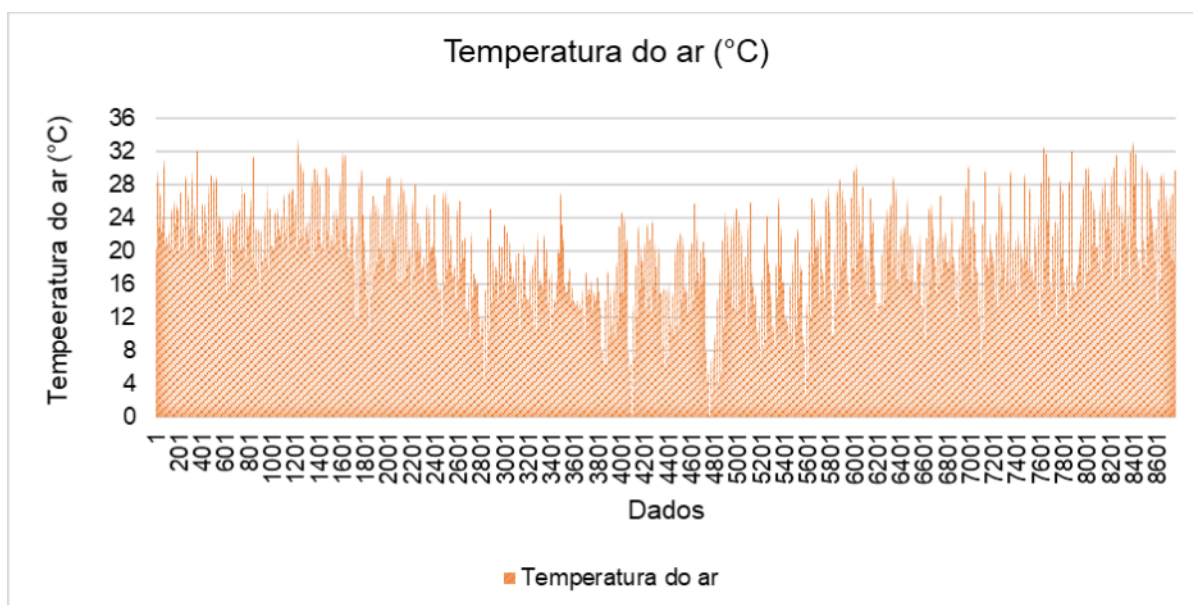
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 34A – Média de longo termo e média anual da precipitação de Ibirubá nos anos de 2017 a 2020



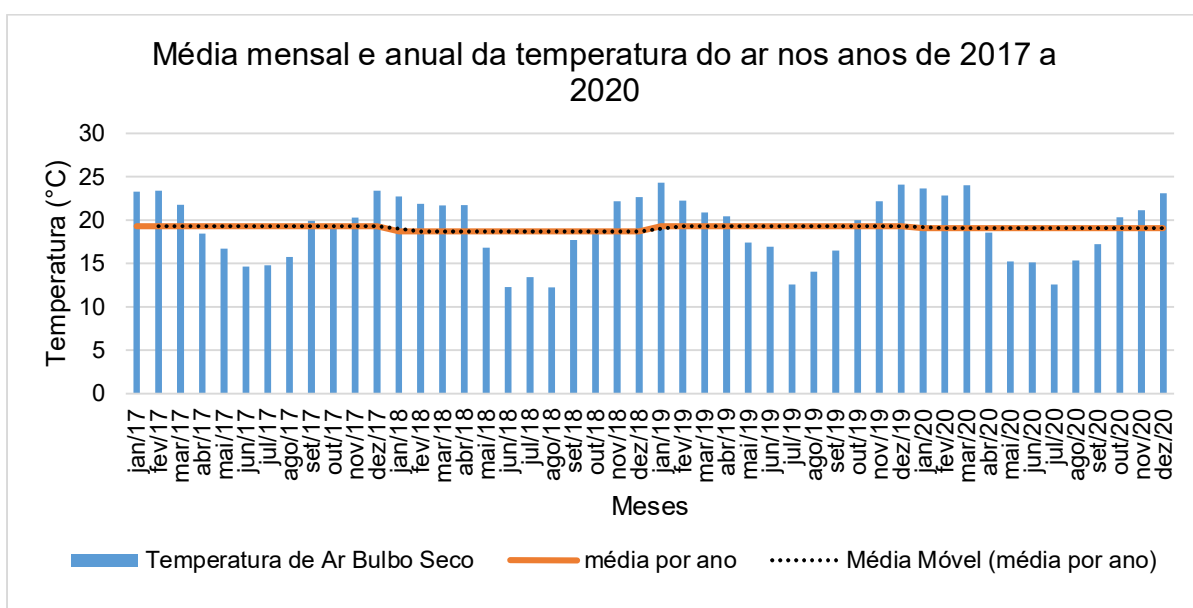
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 35A – Temperatura do ar de Ibirubá no ano de 2017



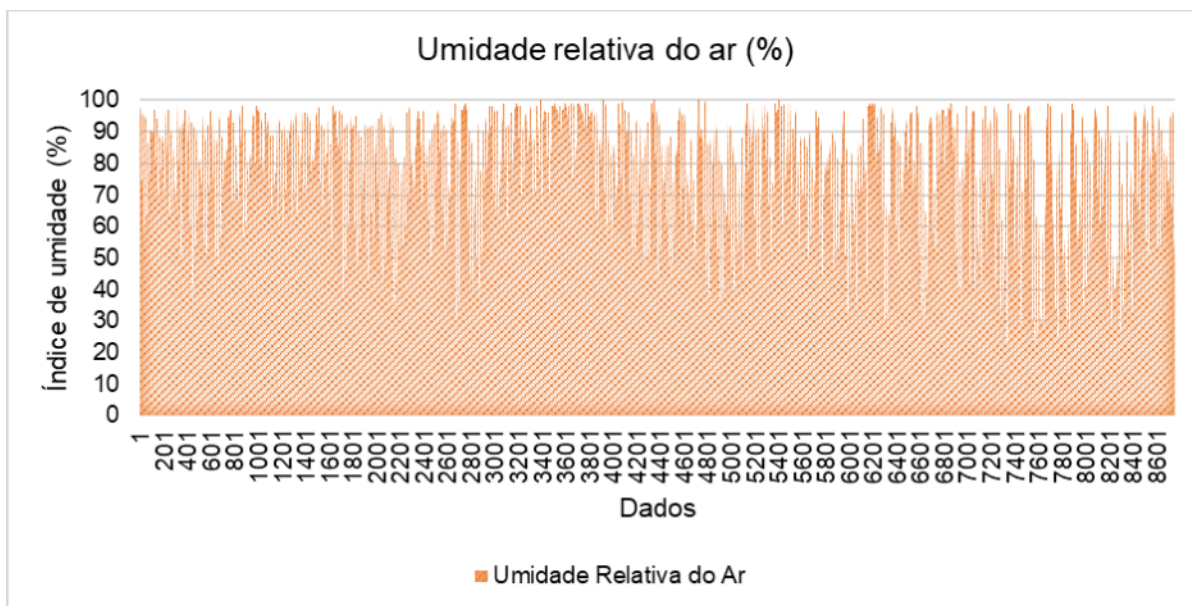
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 36A - Média de longo termo e média anual da temperatura do ar de Ibirubá nos anos de 2017 a 2020



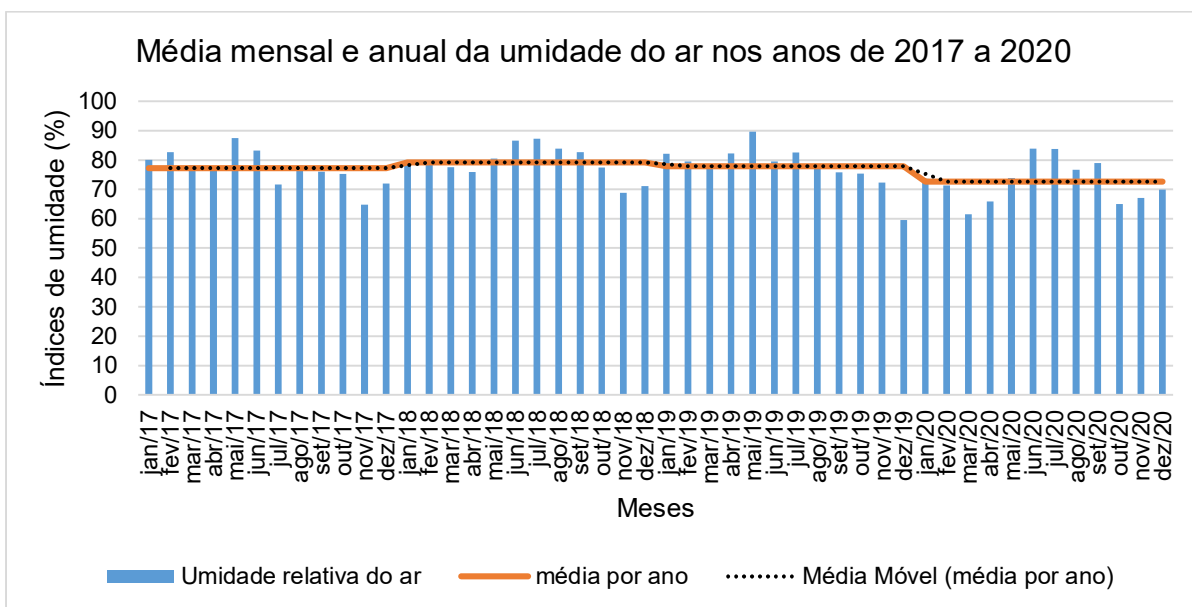
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 37A – Umidade relativa do ar de Ibirubá no ano de 2017



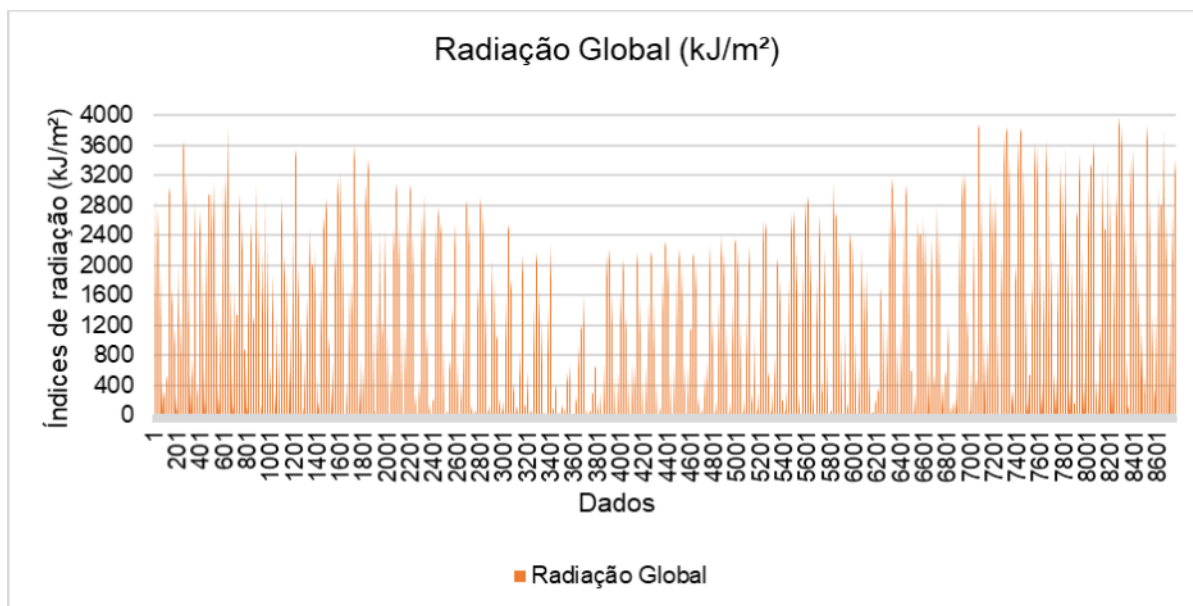
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 38A - Média de longo termo e média anual da umidade relativa do ar de Ibirubá nos anos de 2017 a 2020



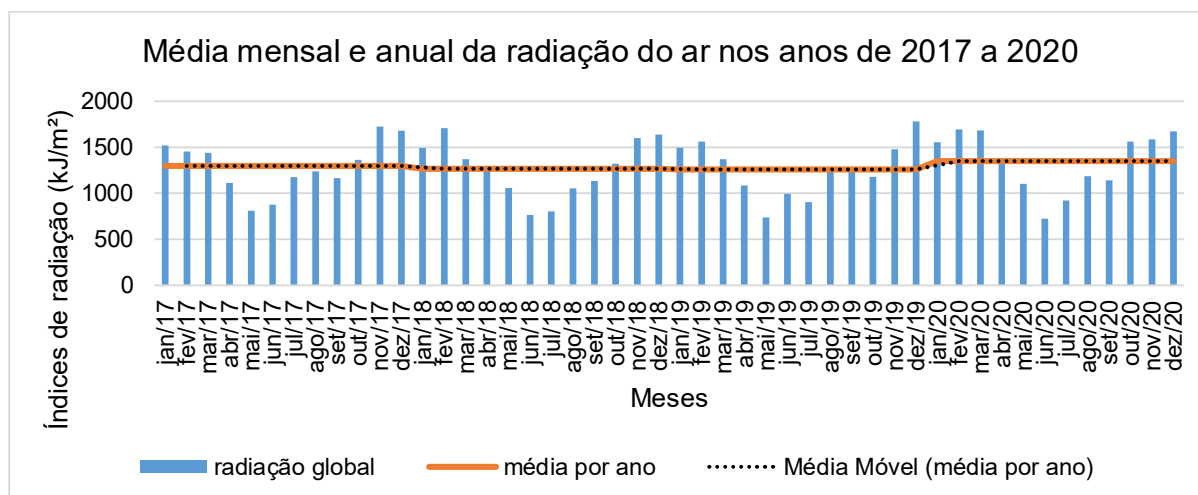
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 39A – Índices de radiação de Ibirubá no ano de 2017



Fonte: Elaboração Própria (2022).

Figura 40A - Média de longo termo e média anual dos índices de radiação de Ibirubá nos anos de 2017 a 2020



Fonte: Elaboração Própria (2022).