

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTO NO USO DA ÁGUA DO RESERVATÓRIO DA USINA HIDRELÉTRICA DE
PASSO FUNDO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

por

Jean Madalosso

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, fevereiro de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

IMPACTO NO USO DA ÁGUA DO RESERVATÓRIO DA USINA HIDRELÉTRICA DE
PASSO FUNDO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

por
Jean Madalosso

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientadora: Prof.^a Dra. Letícia Jenisch Rodrigues

Coorientador: Mestre Eng. Marcus Leandro Purper

Banca examinadora:

Prof.^a Letícia Rodrigues Jenisch, Dra. – DEMEC / UFRGS

Prof. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro, Dr. – DELET / UFRGS

Prof. Flávio Antônio Becon Lemos, Dr. – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, fevereiro de 2024

MADALOSSO, Jean. **Impacto no uso da água do reservatório da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo com a inserção de geração fotovoltaica**. 2024. 32 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

RESUMO

Diante da crescente demanda por energia e do aumento da preocupação ambiental, surge a necessidade de aprimoramento das atuais fontes energéticas e busca por novas tecnologias. A grande participação das usinas hidrelétricas na matriz elétrica brasileira é capaz de garantir a segurança energética do país a um baixo custo, quanto comparado às usinas térmicas. A geração hidrelétrica é uma fonte considerada renovável e que, possibilita programar a geração em função das águas armazenadas no reservatório, diferente das energias eólica e solar fotovoltaica, que também são fontes renováveis, porém intermitentes. Assim, é importante estudar os efeitos da geração associada de fontes intermitentes com as fontes primárias armazenáveis. Neste trabalho, foi estudado o impacto no tempo de utilização da água do reservatório da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo com a inserção da geração fotovoltaica, visto que, a região sofre com períodos de estiagem, ocasionando na redução na capacidade de produção de energia. Além disso, foi realizada comparação simplificada dos custos do modelo de usina fotovoltaica tradicional em solo e do modelo flutuante. A análise foi realizada a partir do histórico de dados da usina, dimensionamento do sistema fotovoltaico e simulação da geração com auxílio do software PVsyst. A geração fotovoltaica e hídrica foi considerada complementar. Assim, verificou-se que, sob as hipóteses consideradas, utilizando um sistema fotovoltaico com 25% da potência da hidrelétrica, foi obtido um tempo adicional de operação anual de 45 dias, utilizando como referência a vazão individual das turbinas. Foi verificado também, que o custo de implantação de uma usina fotovoltaica em solo é 44% mais barata que a mesma usina no modelo flutuante. Por fim, a complementariedade das fontes fez com que a potência de garantia física da usina fosse entregue em um maior período de tempo.

PALAVRAS-CHAVE: Hibridização, usina hidro-solar, usina fotovoltaica flutuante, reservatório.

MADALOSSO, Jean. **Impact on the use of water from Passo Fundo Hydroelectric Power Plant reservoir with the integration of photovoltaic generation.** 2024. 32 pages. Monograph (Course Completion Work in Energy Engineering) – School of Engineering, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

ABSTRACT

Given the increasing demand for energy and the growing environmental concern, the need for improvement of current energy sources and the search for new technologies arises. The significant contribution of hydroelectric power plants in the Brazilian power grid is capable of ensuring the country's energy security at a low cost, compared to thermal power plants. Hydroelectric generation is considered a renewable source and, due to the water stored in the reservoir, allows for planned generation, unlike wind and photovoltaic solar energies, which are also renewable sources but intermittent. Therefore, it is important to study the effects of combining intermittent sources with storable primary sources. In this study, the impact on the water usage time in the reservoir of the Passo Fundo Hydroelectric Plant with the addition of photovoltaic generation was investigated, as the region experiences periods of drought, resulting in reduced energy production capacity. Additionally, a simplified comparison of costs between traditional ground-mounted photovoltaic systems and floating systems was conducted. The analysis was based on historical data from the plant, dimensioning of the photovoltaic system, and simulation of generation using the PVsyst software. The photovoltaic and hydroelectric generation were considered complementary. It was found that, under the assumptions considered, using a photovoltaic system with 25% of the power of the hydroelectric plant resulted in an additional annual operating time of 45 days, considering the individual flow of the turbines. It was also observed that the installation cost of a ground-mounted photovoltaic plant is 44% cheaper than the same plant in the floating model. Lastly, the complementarity of the sources allowed for the delivery of the guaranteed power output for a longer period of time.

KEYWORDS: Hybridization, hydro-solar plant, floating photovoltaic power plant, reservoir.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Variação do nível do reservatório, em dias.	14
Tabela 2: Mediana dos valores das vazões diárias registradas e cota do reservatório.....	14
Tabela 3: Tensões e corrente por string para configuração escolhida.	15
Tabela 4: Energia mensal, diária e horária, máximas e médias, obtidas via simulação no software. ...	16
Tabela 5: Vazão equivalente de água em função das energias máximas e médias horárias.....	17
Tabela 6: Volume equivalente de água, horas equivalentes de operação e nível do reservatório.	18
Tabela 8: Participação das fontes na geração mensal em 2021.	19
Tabela 9: Valores utilizados na análise financeira do modelo flutuante.	21
Tabela 10: Valores utilizados na análise financeira do modelo tradicional.	21

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Corte longitudinal esquemático de Usina Hidrelétrica.	4
Figura 2: Faixa de operação dos diferentes tipos de turbinas.	4
Figura 3: Fenômeno do efeito fotovoltaico.	6
Figura 4: Curva $I \times V$ e curva de potência de módulo FV.	6
Figura 5: Sensibilidade espectral em função do comprimento de onda.	7
Figura 6: Curva $I \times V$ (a) e curvas $P \times V$ (b), em função da irradiância.	7
Figura 7: Fluxograma esquemático do estudo realizado.	9
Figura 8: Localização dos elementos da usina.	11
Figura 9: Produção mensal de energia, em GWh.	12
Figura 10: a) Temperaturas anuais e b) Radiação solar média incidente.	12
Figura 11: Curva de permanência da energia mensal produzida.	13
Figura 12: Geração mensal das fontes e complementariedade.	18
Figura 13: Disposição dos módulos na superfície do reservatório e localização da usina.	20

LISTA DE SIGLAS

ANA - Agência Nacional das Águas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE - Câmara de Comércio de Energia Elétrica

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CGT Eletrosul - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul

COG - Centro de Operação da Geração

CRESESB - Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

FDI - Fator de Dimensionamento do Inversor

FV - Fotovoltaico

MPPT – Rastreador do Ponto de Máxima Potência (do inglês, *maximum power point tracker*)

NOCT - Temperatura Nominal da Célula de Operação (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*)

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

RAMT/RS - Relatório de Análise de Mercado de Terras no Estado do Rio Grande do Sul

REN - Resolução Normativa

SE - Subestação

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SIN - Sistema Interligado Nacional

SP - Sol Pleno

STC - Condições de Teste Padrão (do inglês, *Standard Test Conditions*)

UGA - Usinas Geradoras Associadas

UGH - Usinas Geradoras Híbridas

UHPF - Usina Hidrelétrica de Passo Fundo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
4. METODOLOGIA	8
5. CASO ESTUDADO	10
5.1. Seleção da Usina Hidrelétrica	10
5.2. Características da usina e histórico de operação.....	10
5.3. Dados climáticos locais	12
5.4. Estudo Hidrológico	13
5.5. Definição da Compensação Fotovoltaica	15
5.6. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	15
5.7. Simulação e Resultados.....	16
5.8. Análise Financeira e Discussão	19
6. CONCLUSÃO	22
REFERÊNCIAS.....	23
ANEXOS	26
ANEXO A: DADOS DO FABRICANTE DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	27
ANEXO B: DADOS DO FABRICANTE DO INVERSOR	28
ANEXO C: DADOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO E RESULTADOS	29
ANEXO D: ORÇAMENTO ESTRUTURA FLUTUANTE.....	31
ANEXO E: ORÇAMENTO PAINÉS FV, INVERSORES E ESTRUTURA	32

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a busca por novas fontes de energia tem se tornado cada vez mais necessária. O crescente aumento da demanda de energia, juntamente com as preocupações ambientais, tem levado governos, empresas e sociedade civil a se comprometerem com a redução de emissão de gases poluentes e com a transição para fontes mais limpas e sustentáveis de energia. O desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e o incentivo ao uso de fontes renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica, tornam-se cada vez mais importantes para garantir um futuro mais sustentável e seguro para o nosso planeta.

Atualmente, as fontes renováveis representam 78,1% da matriz elétrica brasileira, sendo que, somente a hidrelétrica é responsável por 56,8% (BEN, 2022). Por conta disso, os períodos de estiagem em determinadas bacias hídricas do Brasil têm impacto significativo na geração de energia elétrica. Durante a escassez de chuvas, algumas usinas hidrelétricas reduzem sua capacidade de geração em função do esvaziamento de seus reservatórios, fazendo com que seja necessário injetar mais energia proveniente de usinas térmicas na rede, encarecendo o custo de geração. Para compensar este custo extra, em janeiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu, no mercado cativo, as bandeiras tarifárias na fatura da energia elétrica no Brasil. Este sistema de bandeiras, é, de forma resumida, um custo adicional nas faturas de energia elétrica em função dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As fontes hidrotérmicas têm fundamental importância para garantir estabilidade e segurança no sistema elétrico brasileiro, pois, possibilitam programar a geração em função dos estoques armazenados, água nas hidrelétricas e combustíveis nas termelétricas, e de controlar a geração instantânea através de ajustes eletromecânicos nas unidades geradoras. A utilização dessas fontes permite também, ajustar em tempo real, a diferença da energia prevista e da energia gerada pelas fontes intermitentes, tais como a eólica e a solar fotovoltaica. Tais disparidades são causadas principalmente por fatores climáticos incontroláveis pelo ser humano, como por exemplo, o vento e a nebulosidade.

A operação de usinas com geração associada de duas ou mais fontes de energia foi regulamentada no Brasil com a publicação da Resolução Normativa nº 954 em 2021 (REN 954/2021). De acordo com a Resolução, as Usinas Geradoras Híbridas (UGH) se caracterizam por possuírem uma instalação objeto de única outorga, que pode ter medição única ou distinta por tecnologia. Já as Usinas Geradoras Associadas (UGA) possuem outorgas e medições distintas (ANEEL/2021). Ambas centrais geradoras produzem energia a partir da combinação de diferentes fontes e compartilham o sistema de transmissão. Para estar enquadradas nesta Resolução, as usinas devem ter potência instalada superior a 5 MW.

Uma das vantagens da utilização de usinas híbridas, ou associadas, está na possibilidade de compartilhamento dos equipamentos da subestação e da rede de transmissão de energia elétrica. Em algumas situações, a associação possibilita o aproveitamento de áreas subutilizadas da planta existente, como por exemplo, a superfície dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Nesta situação, é possível instalar módulos fotovoltaicos em plataformas flutuantes sobre a área alagada ao invés de utilizar áreas férteis em terra firme.

Assim, o objetivo geral deste trabalho foi estudar o efeito da inserção de geração fotovoltaica, que é uma fonte intermitente, no tempo de utilização do volume de água armazenado no reservatório de uma usina hidrelétrica, a fim de possibilitar um melhor aproveitamento do volume de água armazenado, principalmente em regiões que sofrem com frequentes estiagens. Para tal, foi necessário atender aos seguintes objetivos específicos:

- determinação do ganho anual da hidrelétrica, em número de horas de operação, com a inserção da geração fotovoltaica;

- obter a complementariedade das energias, a partir da análise hidrológica e do histórico de operação;
- comparar, de forma simplificada, a diferença no custo de implantação da usina fotovoltaica no modelo tradicional em solo e no modelo flutuante.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Até recentemente, a utilização da energia proveniente do sol e dos ventos era focada no aquecimento e no trabalho mecânico de bombeamento d'água, respectivamente. Embora a conversão dessas fontes em energia elétrica já fosse conhecida, a sua viabilidade financeira ainda era afetada por custos elevados, bem como pela dificuldade em tornar essa energia útil, devido à intermitência da sua geração. É importante notar, entretanto, que nos últimos anos, avanços significativos foram alcançados no desenvolvimento de tecnologias que permitiram maior capacidade de armazenamento e integração da energia renovável intermitente na rede elétrica, tornando sua utilização mais atraente e confiável.

A utilização da energia solar tem ganhado espaço nos últimos anos, em decorrência da redução dos custos dos materiais associados às tecnologias de captação solar, bem como a possibilidade de conexão com a rede de distribuição de eletricidade, sistema esse conhecido como Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Tal sistema elimina a necessidade de se utilizar baterias como meio de armazenamento de energia elétrica, pois o fluxo de energia na conexão com a rede é bidirecional. Assim, quando a geração própria é maior do que o consumo, a energia excedente é injetada na rede de distribuição. Já quando o consumo é maior do que a geração, a diferença de energia é provida pela rede da concessionária local.

Diversos estudos acerca da hibridização ou associação de usinas têm sido realizados sob alguns pontos de análise. Os estudos buscam verificar se a combinação de duas fontes renováveis aumenta a eficiência dos sistemas e se é possível reduzir os custos de operação em comparação com usinas tradicionais, além de outros impactos possíveis.

Na China, um estudo conduzido por Yang et al., 2019, analisou os índices econômicos para geração e transmissão de energia em longas distâncias, em função do tipo de reservatório de regularização de uma usina hidro-solar, a fim de verificar qual a melhor razão entre a potência da usina solar e a potência das turbinas hidráulicas para otimizar o desempenho econômico do sistema. Os resultados apresentados sugerem que para hidrelétricas com reservatório de acumulação sazonal se utilize no sistema fotovoltaico a mesma potência da hidrelétrica, enquanto que para usinas com reservatório de regularização diária seja utilizado apenas 30% da potência da hidrelétrica no sistema fotovoltaico.

Uma das funções do reservatório nas usinas hidrelétricas é o armazenamento de um determinado volume que água a fim de regular a vazão nas turbinas, de forma que permita gerar energia de uma forma mais contínua e por um maior período de tempo, minimizando os efeitos da variação da vazão do rio ao longo do ano. Com isso, torna-se possível realizar a programação de médio e curto prazo da geração da usina em função do volume de água disponível.

Em um estudo realizado por Albuquerque, 2022, foi simulado um sistema de geração fotovoltaica para devolver água ao reservatório, por meio de turbinas reversíveis, a fim de melhorar os níveis do reservatório. O estudo mostrou-se uma boa opção para otimizar o uso da água como reserva energética. Porém, a energia gasta para retornar ao reservatório a mesma quantidade de água que saiu é muito maior, devido às perdas do sistema. Dessa forma, deve-se analisar cada caso individualmente, pois, as características da usina, do local e da tarifação da energia influenciam diretamente nos resultados.

As usinas hidro-solares combinam a geração de energia a partir das duas fontes renováveis, hidrelétrica e solar, integrando os sistemas em um único empreendimento. Uma das vantagens da

combinação da geração fotovoltaica com a hídrica, é a possibilidade de utilização da superfície do reservatório para a instalação das placas solares, sistema conhecido por Usina Solar Flutuante (USF).

Um fenômeno que tende a reduzir a quantidade de água nos reservatórios é a evaporação natural. Esse fenômeno depende das características ambientais locais, tais como temperatura, umidade relativa, velocidade do vento, além da composição química da água, entre outros. (TABOATA, 2017) realizou um estudo comparativo, sobre o impacto na evaporação da água, em dois lagos artificiais idênticos no Chile, ao inserir estruturas flutuantes na superfície da água de um deles. Os resultados mostram que a evaporação no lago coberto foi 90% menor do que o lago sem cobertura flutuante. Contudo, a taxa de cobertura da superfície do lago foi de 95%. Além disso, a instalação dos módulos sobre o reservatório melhora significativamente o arrefecimento dos mesmos, aumentando a eficiência do sistema (TABOATA, 2017; PIZZOL, 2019). Entretanto, o custo para a instalação dos módulos fotovoltaicos com estruturas flutuantes é maior do que a instalação tradicional em terra.

Essas áreas costumam ter extensas superfícies planas e com ínfimos objetos que causam sombras nos módulos, ou seja, situação favorável para a geração fotovoltaica. Além disso, no estudo de Gonçalves, 2021, foi observado que sobre as áreas alagadas ocorre um fenômeno chamado de brisa lacustre, fenômeno este que é responsável por reduzir a nebulosidade sobre o lago e aumentar a irradiação incidente na área. Em um estudo realizado no reservatório da usina hidrelétrica de Serra da Mesa, em Goiás, constatou-se uma redução de 5,7% da nebulosidade sobre o reservatório em comparação às áreas adjacentes, e a irradiância sobre a área alagada teve um incremento médio de 1,73% no valor diurno, e de 4,51% no período vespertino.

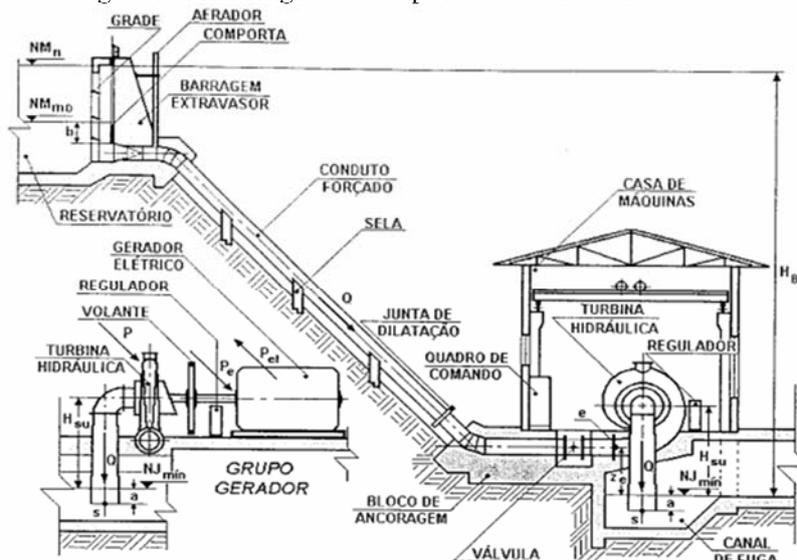
Há também, estudos acerca da geração associada das fontes eólica e solar. A particularidade é que a intermitência dessas duas fontes é ainda mais significativa, onde, muitas vezes, são complementares em função do horário de maior geração. Segundo Wang et al., 2020, as usinas eólico-solares também trazem benefícios para a gestão do sistema elétrico, pois a complementaridade das duas fontes reduz a variabilidade da geração de energia, melhorando a estabilidade do sistema elétrico. Além disso, é possível utilizar as áreas no entorno dos geradores eólicos para geração fotovoltaica, aproveitando a área arrendada do parque eólico e também a infraestrutura elétrica existente (PURPER, 2023).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Usinas hidrelétricas são responsáveis por converter energia potencial gravitacional de massas de água em energia elétrica através de turbinas acopladas aos geradores. De forma simplificada, uma hidrelétrica é composta por um reservatório, utilizado para armazenamento de água e regularização da vazão, e uma casa de máquinas, onde estão instalados os geradores e as turbinas. A água do reservatório chega nas turbinas através de dutos e a vazão é controlada por sistemas mecânicos. Além disso, as barragens contam com um sistema de vertedouro, cuja função é dar vazão ao excedente de água afluente, evitando o represamento de um volume superior ao projetado, garantindo a segurança estrutural do empreendimento. Um desenho esquemático de uma usina hidrelétrica é apresentado na Figura 1.

Na Figura 1 observa-se que o reservatório está localizado em uma cota mais elevada do que as turbinas. Esse desnível pode ser natural, em função da topografia local, ou artificial, quando são utilizadas obras civis para criar o desnível. Os eixos das turbinas são conectados a um gerador, onde a energia cinética é convertida em energia elétrica. No final do processo, a energia elétrica chega à subestação, por onde é injetada no sistema de transmissão.

Figura 1: Corte longitudinal esquemático de Usina Hidrelétrica.



Fonte: (ZULCY, 1999).

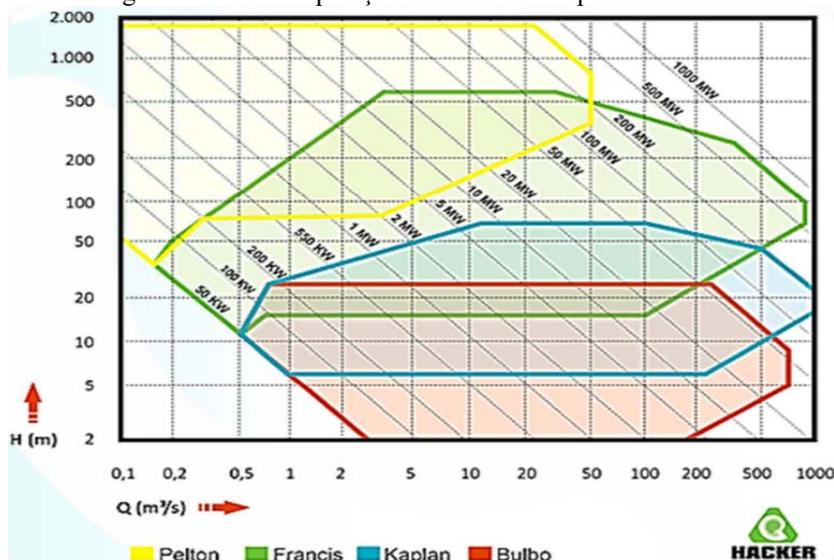
Em função do tamanho do reservatório, a regularização pode ser classificada como: diária, mensal, anual ou plurianual. Quanto maior o prazo que se pretende garantir a regularização, maior o reservatório, visto a existência de períodos de estiagem e períodos de cheias que variam em função da bacia hidrográfica da região.

As turbinas utilizadas em hidrelétricas diferenciam-se em função das características construtivas e do princípio de funcionamento, onde os principais tipos utilizados são: Pelton, Francis, Kaplan e Bulbo. Cada tipo de turbina possui faixas de operação recomendadas de acordo altura da queda d'água e da vazão, conforme apresentado na Figura 2. A relação que representa a potência de conversão das turbinas em energia elétrica é dada pela expressão

$$Pe = 9,81 \eta_T \eta_G Q H \quad (1)$$

na qual Pe é a potência elétrica gerada, em kW, η_T é a eficiência de conversão da turbina, unidade, η_G é a eficiência do gerador, unidade, Q é a vazão de água que passa pela turbina, em m^3/s , H é o desnível entre a turbina e a cota do reservatório, em metros.

Figura 2: Faixa de operação dos diferentes tipos de turbinas.



Fonte: (HACKER INDUSTRIAL, 2023).

Observa-se na Figura 2 que para pequenas alturas as turbinas recomendadas são as turbinas de Bulbo e a tipo Kaplan. Já para grandes alturas são recomendadas turbinas tipo Pelton e para alturas intermediárias podem ser utilizadas turbinas do tipo Kaplan, Francis e Pelton, já que todas possuem larga faixa de operação.

Em algumas usinas, o nível do reservatório pode variar ao longo do ano em função das condições climáticas da região. Essa variação altera a capacidade de geração das turbinas, visto que a geração e a altura são diretamente proporcionais, conforme apresentado na Equação (1).

Em relação ao sistema de geração solar fotovoltaica, tem-se a transformação da radiação luminosa incidente nas células em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico. Esse efeito, ocorre em certos materiais semicondutores e é uma característica intrínseca do material. Na indústria de dispositivos de conversão, os semicondutores mais comumente utilizados são o Silício (Si), o Arseneto de Gálio (GaAs), o Disseleneto de Cobre e Índio ($CuInSe_2$), o Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio ($CuInGaSe_2$) e o Telureto de Cádmio ($CdTe$). Os módulos, por sua vez, podem ser encontrados em três formas construtivas diferentes: monocristalino, policristalino e amorfo (ZILLES, 2012).

Para aproveitar a energia solar, é utilizado um material semicondutor tratado quimicamente, que passa por um processo chamado dopagem, onde são adicionadas impurezas químicas, como o Boro e o Fósforo, para criar cargas positivas e negativas. Isso cria uma região com alta concentração de elétrons (região N) e outra com alta concentração de lacunas (região P), separadas por uma junção. A adição de Boro, elemento trivalente, provoca o aparecimento de cargas positivas, ou “lacunas”, enquanto que a adição de Fósforo, elemento pentavalente, provoca o aparecimento de cargas negativas, ou elétrons (ZILLES, 2012).

Com a dopagem, a região N fica com uma alta concentração de elétrons, enquanto que a região P fica com alta concentração de lacunas. Quando o elétron é transportado do lado N para o lado P, deixa para trás um íon doador positivo no lado N, na região da junção, e forma similar, quando uma lacuna deixa o lado P para o lado N, deixa para trás um íon aceitador negativo no lado P, também na região de junção. Quando um grande número de elétrons e lacunas trafegam pela junção, um grande número de cargas, íons positivos e negativos fixos, são deixados nos limites da junção. Como resultado da Lei de Gauss, esses íons produzem um campo elétrico (ZILLES, 2012).

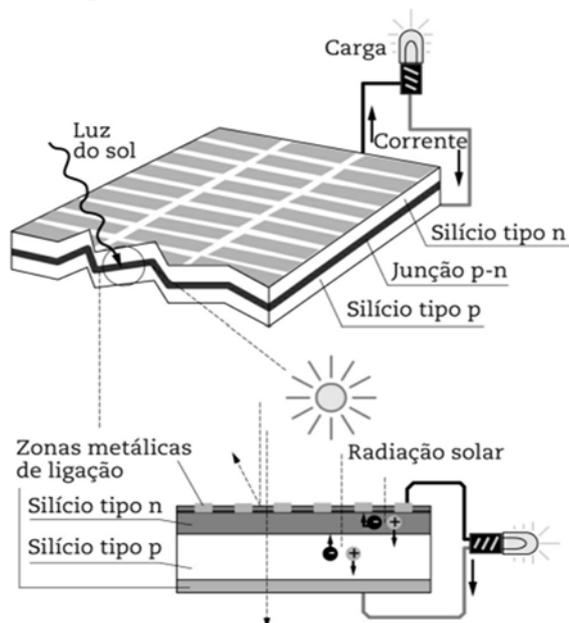
Quando o semicondutor é iluminado, o elétron da banda de valência é atingido por fótons e absorve sua energia e, caso essa energia seja suficiente, o elétron passa para a banda de condução. O campo elétrico atrai o elétron para a região N ao mesmo tempo que a lacuna é atraída para a região P, criando um par elétron-lacuna. Com a incidência de mais fótons, mais pares elétron-lacuna são formados e separados pelo campo elétrico, ocorrendo assim, um desequilíbrio nas correntes da junção e o estabelecimento de uma diferença de potencial. Dessa forma, quando houver radiação solar incidindo no semicondutor, existirá uma diferença de potencial, e se um caminho for criado através de um elemento condutor, haverá então, corrente elétrica (ZILLES, 2012). A Figura 3 ilustra o processo de conversão fotovoltaica com o aproveitamento da corrente fotogerada.

O módulo fotovoltaico é formado pela associação em série e em paralelo de células fotovoltaicas. Já quando os módulos são associados entre si, temos um painel fotovoltaico. A potência elétrica de um elemento pode ser obtida através do produto entre a tensão e corrente, conforme:

$$P = V I \quad (2)$$

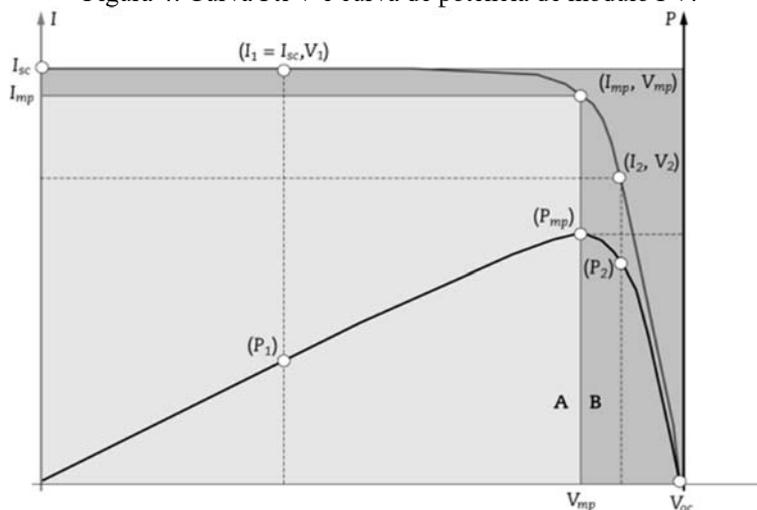
na qual, P é a potência, em W, V é a tensão, em V, e I é corrente, em A. A associação em série tem como objetivo elevar a tensão de saída, enquanto a associação em paralelo, a corrente.

Figura 3: Fenômeno do efeito fotovoltaico.



Fonte: (ZILLES, 2012).

Cada módulo fotovoltaico possui comportamento de operação próprio devido às características construtivas e dos materiais empregados. A curva $I \times V$ de cada módulo é obtida através de ensaios sob condições controladas onde é possível obter informações como: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{cc}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de máxima potência (I_{mp}), além de fatores de ajustes em função da temperatura de operação. A Figura 4 apresenta a curva característica $I \times V$ de um módulo fotovoltaico, juntamente com a curva de potência de operação, que é obtida com a Equação (2). Observe que, no ponto de V_{oc} e I_{cc} não há potência produzida, pois quando o circuito está aberto a corrente é zero e quando está em situação de curto circuito a tensão é nula. O rendimento das células fotovoltaicas depende da temperatura de operação e da quantidade de radiação incidente. Em relação ao efeito da temperatura, o fabricante fornece coeficientes de ajustes para V_{oc} , I_{cc} e P_{mp} .

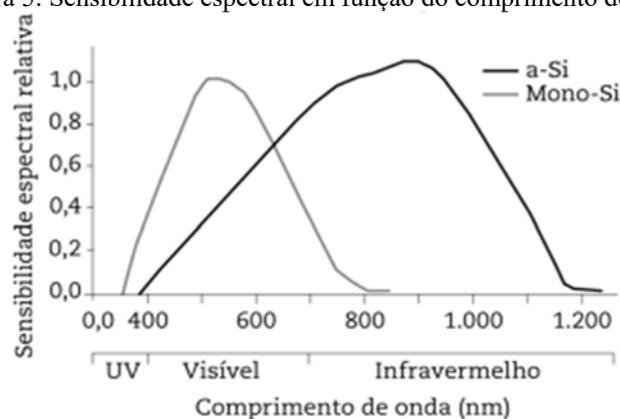
Figura 4: Curva $I \times V$ e curva de potência de módulo FV.

Fonte: (ZILLES, 2012).

A sensibilidade espectral relativa é a capacidade do dispositivo de absorver a energia proveniente dos fótons da radiação solar em diferentes comprimentos de onda. As células fotovoltaicas possuem absorvidade que variam em função do tipo de estrutura. Em células de Silício monocristalino (mono-Si), a maior absorção ocorre em ondas eletromagnéticas com comprimentos próximos a 500 μm . Para o Silício amorfo (a-Si) o mesmo ocorre no entorno das ondas com 850 μm (GOETZBERGER et al, 2005). A Figura 5 apresenta a absorvidade dos materiais em função do comprimento de onda incidente. Verifica-se que o material amorfo opera com uma faixa de comprimentos de onda maior do que o Silício monocristalino, inclusive na região do infravermelho.

A consequência de o material absorver apenas uma faixa de comprimento das ondas incidentes é que apenas parte da energia solar é convertida. A variação da irradiação incidente na célula afeta a V_{oc} e também a I_{cc} , e por consequência a potência.

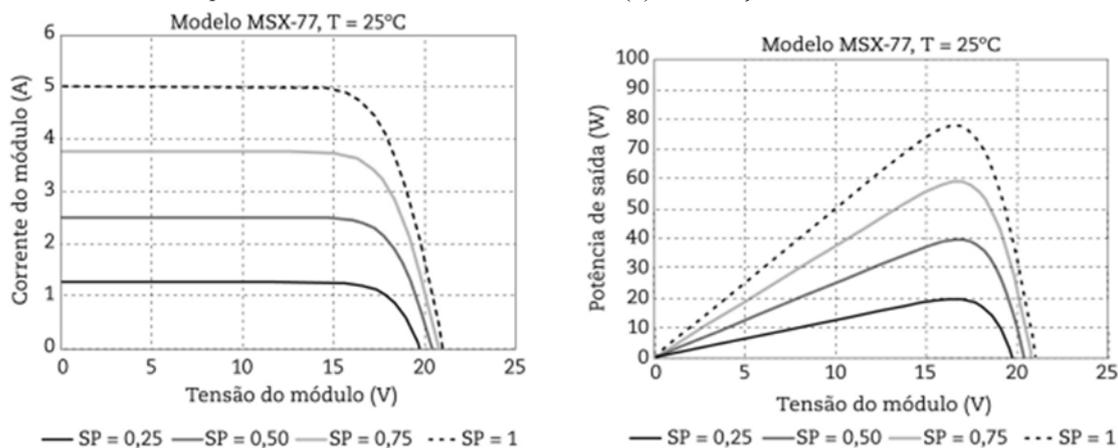
Figura 5: Sensibilidade espectral em função do comprimento de onda.



Fonte: (GOETZBERGER et al, 2005).

A Figura 6 apresenta o comportamento de um módulo fotovoltaico em função da variação da irradância incidente, sob mesmas condições de temperatura (25 °C). O conceito de Sol Pleno (SP) adotado nas figuras corresponde à razão da irradância incidente no plano do gerador pela irradância de referência nas STC, onde $SP = 1$ representa irradância incidente de 1.000W/m². A influência da irradiação na corrente é muito mais significativa do que na tensão conforme observado na curva I x V (Figura 6a), com isso, o ponto de máxima potência também é alterado (Figura 6b).

Figura 6: Curva I x V (a) e curvas P x V (b), em função da irradância.



Fonte: (ZILLES, 2012).

Atualmente, utilizam-se inversores com tecnologia MPPT (*maximum power point tracker*) para operar sempre próximo ao ponto de máxima potência. O MPPT monitora de forma contínua os parâmetros elétricos em sua entrada, fazendo ajustes em tempo real, visando garantir o máximo aproveitamento de energia na conversão de corrente contínua para corrente alternada.

Um dos métodos de dimensionamento do gerador fotovoltaico é o método que utiliza o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Esse método consiste em utilizar os dados dos equipamentos, inversores e módulos, juntamente com um fator de proporção entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico, que é dado por

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad (3)$$

na qual P_{INV} é a potência do inversor, em Wp, e P_{FV} é da potência do gerador fotovoltaico, em Wp.

Nesse método, deve-se definir os equipamentos a serem utilizados na simulação e também estimar um valor para o FDI. Segundo Zilles, 2012, o valor deve estar entre 0,6 e 1,0. A partir disso, determina-se P_{FV} usando a Eq. (3). Na sequência, a determinação da quantidade de módulos FV necessários para cada inversor é definido utilizando-se

$$N_{Mod} = \frac{P_{FV}}{P_{Mod}} \quad (4)$$

na qual N_{Mod} é o número de módulos, P_{FV} é a potência do gerador fotovoltaico, em Wp, e P_{Mod} é a potência individual do módulo em Wp.

O *layout* do sistema deve garantir que tanto a tensão de circuito aberto quanto a tensão de máxima potência, assim com a corrente de curto circuito e a corrente de máxima potência da configuração, estejam na faixa de operação do inversor selecionado. Devido à variabilidade das propriedades do material com a temperatura, é necessário realizar a correção dos valores. A correção da tensão em função da temperatura pode ser obtida através de

$$V_i(T) = V_{i,Mod} * \left[1 - \frac{Coef_T}{100} * (25 - T) \right] \quad (5)$$

na qual T é a temperatura de operação dos módulos, em °C, $Coef_T$ é o coeficiente de temperatura, em %/°C, $V_{i,Mod}$ é a tensão de máxima potência, ou de circuito aberto, nas condições NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), em V e $V_i(T)$ é a respectiva tensão corrigida, em V. Nos casos em que mais de uma configuração atendam a todas as condições, deve-se escolher, preferencialmente, a configuração com FDI próximo ao escolhido inicialmente. Por fim, divide-se a potência desejada para o sistema pela potência dos inversores, a fim de determinar a quantidade de inversores necessários.

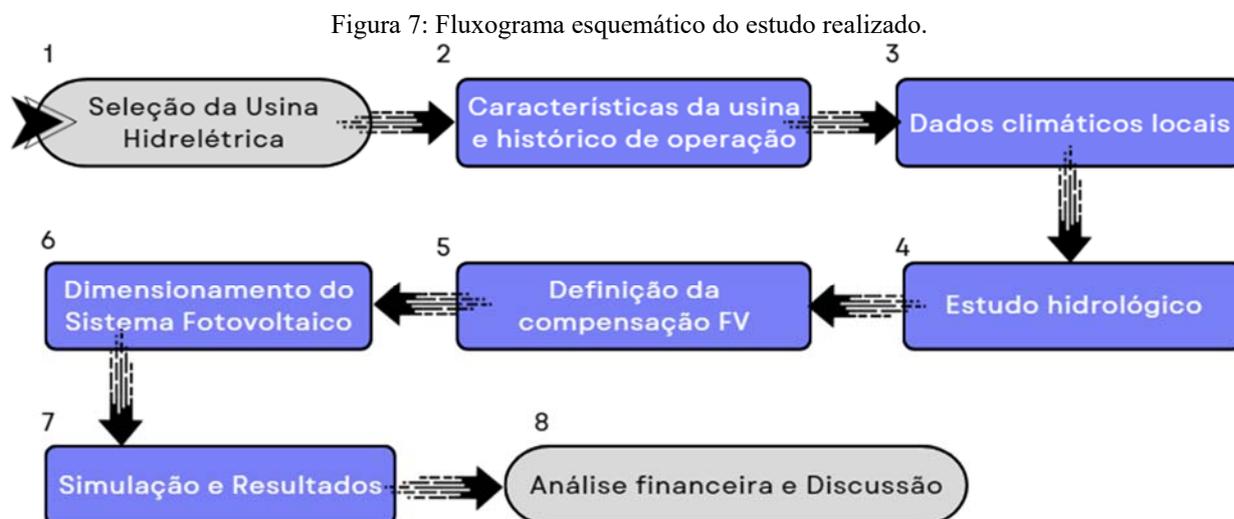
4. METODOLOGIA

Para realizar o estudo proposto, foi adotada a metodologia esquematizada na Figura 7, onde se estabelece a ordem cronológica das atividades realizadas. A etapa inicial é indicada pelo numeral 1 e avança até a etapa 9, onde são obtidos e discutidos os resultados.

Na primeira etapa do estudo, foi realizado a seleção da usina hidrelétrica, onde os seguintes critérios adotados foram:

- estar situada no estado do Rio Grande do Sul;
- possuir reservatório de regularização; e

- possuir dados disponíveis, tanto sobre as características e equipamentos da hidrelétrica, quanto sobre o histórico de operação.



Fonte: O Autor.

Definida a usina a ser estudada, para a etapa 2, buscou-se informações gerais sobre as características do empreendimento e o histórico de operação, assim como a classificação da usina junto à Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE). O site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui a ferramenta Sistema de Informações Cadastrais do Sistema Interligado Nacional (SINDAT) em seu site, no qual é possível obter informações sobre equipamentos das linhas de transmissão, das subestações e das usinas conectadas à rede básica.

Na etapa 3, foi realizado o levantamento das condições climáticas do local, onde as principais informações necessárias são: temperaturas de bulbo seco anuais e irradiação solar global incidente. Tais dados podem ser obtidos em arquivos climáticos, tais como Meteonorm (METEONORM, 2023), Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB, 2023) e outros.

Na etapa 4, foi realizado o levantamento do histórico de dados da operação da usina e, também, do histórico hídrico. Esses dados foram obtidos nos sites do ONS (ONS, 2023b) e da Agência Nacional das Águas (ANA, 2023). É importante selecionar o empreendimento que possua longo período de registros, para que se consiga realizar uma análise estatística confiável. No estudo hidrológico, ainda na etapa 4, obteve-se informações sobre o ciclo hídrico da bacia onde a hidrelétrica está instalada, tais como históricos de vazões do rio, regularidade das chuvas na região, efeito da sazonalidade e características do clima local.

Para determinar a potência a ser compensada pelo sistema fotovoltaico, na etapa 5, utilizou-se os registros de geração da hidrelétrica para gerar o gráfico da curva de permanência. Ao inserir no gráfico as informações da potência da subestação e da potência garantida para comercialização, a visualização do período em que determinada condição foi atendida é facilitada, contribuindo para uma tomada de decisão mais eficaz no dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico.

Na etapa 6, definiu-se os equipamentos do sistema FV, para então aplicar o método dos equipamentos, apresentando no Capítulo 3, juntamente com a potência escolhida na etapa 5. Na sequência, etapa 7, inseriu-se as variáveis no software PVsyst para realizar a simulação da geração FV.

Na etapa 8, para possibilitar a quantificação e posterior comparação, em termos de água economizada com inserção da geração fotovoltaica, foi criado o parâmetro de Vazão Média Equivalente Horária ($Q_{eq,h}$), que é definido neste trabalho como a vazão de água necessária nas turbinas da hidrelétrica,

para que no período de uma hora, produza a mesma quantidade de Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico ($E_{FV,h}$) naquela respectiva hora. Para tal, operando algebricamente a Equação (1), obtém-se

$$Q_{eq,h} = \frac{E_{FV,h}}{9,81 \eta H} \quad (6)$$

na qual $Q_{eq,h}$ é a vazão de água equivalente, em m^3/s , $E_{FV,h}$ é a potência do sistema FV, em kWp, η é a eficiência global do sistema turbina-gerador, unidade, e H é o desnível entre a cota da turbina e o nível do reservatório, em metros. Neste trabalho, assumiu-se que o sistema FV operou em potência constante durante os 60 minutos da respectiva hora. Dessa forma, para fins de simplificação, considerou-se que, tanto o valor da energia horária gerada pelo sistema FV, em kWh, e a potência de operação do sistema FV, em kWp, sejam idênticos naquela hora.

Conhecendo a vazão de água equivalente, em m^3/s , pôde-se obter o volume de água proporcional a uma hora de operação, em m^3 , a partir de

$$V_{eq,h} = Q_{eq,h} * 3600 \quad (7)$$

na qual $V_{eq,h}$ é o volume de água equivalente, em m^3 , $Q_{eq,h}$ é a vazão de água equivalente, em m^3/s . Dessa forma, para a determinação do volume de água em um determinado período basta realizar o somatório de dos volumes equivalentes horários das respectivas horas em análise.

A razão entre o volume de água equivalente, em m^3 , e o volume de água horário que passa pelas turbinas para gerar uma determinada potência, em m^3 , estima o número de horas de operação das turbinas, que são possíveis utilizando o volume de água equivalente a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Com isso, pode-se determinar o número de horas equivalentes de operação possíveis na hidrelétrica, a partir do volume de água equivalente à energia gerada pelo sistema fotovoltaico, a partir da expressão

$$h_{op} = \frac{V_{eq}}{V_{turb}} \quad (8)$$

na qual h_{op} são as horas equivalentes de operação, em horas, V_{eq} é o volume de água equivalente, em m^3 , e V_{turb} é o volume de água horário que passa por uma das turbinas para gerar uma determinada quantidade horária de energia, em m^3 . Por fim, na etapa 8, apresenta-se os resultados e faz-se a discussão dos impactos observados e das possibilidades de operação e gerenciamento dos recursos.

5. CASO ESTUDADO

O caso estudado a seguir foi analisado a partir dos critérios de localização e de disponibilidade de dados e informações da usina, descritos no Capítulo 4, metodologia.

5.1. Seleção da Usina Hidrelétrica

O empreendimento selecionado foi a Usina Hidrelétrica de Passo Fundo (UHFP), instalada no rio Passo Fundo, no município de Entre Rios do Sul, norte do estado do Rio Grande do Sul (RS) e a cerca de 110 km da cidade de Passo Fundo e 390 km de Porto Alegre, capital do estado.

5.2. Características da usina e histórico de operação

A UHFP iniciou sua operação comercial em 1973, e em 2002, após ampla reforma do sistema de supervisão e controle, a Usina Hidrelétrica Passo Fundo passou a ser operada remotamente da sala de controle da Usina Hidrelétrica Itá, em Itá, estado de Santa Catarina (SC). Uma nova atualização e

modernização dos sistemas em 2015 fez com que, a partir de 2017, a Usina passasse a ficar sob a operação na forma de concessão pela empresa ENGIE e telecontrolada do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede da ENGIE, em Florianópolis/SC (ENGIE, 2023).

A operação da UHFP é da modalidade de Tipo I, Programação e Despacho Centralizado, conforme Critérios de classificação de operação de usinas, submódulo 26.2, dos Procedimentos de Rede (ONS, 2009). Dentre outras características, este tipo de usina deve possuir conexão com a rede básica, ter a programação em base mensal, semanal e diária, além de despachos em tempo real coordenados, estabelecidos e controlados pelo ONS (ONS, 2009). O reservatório da usina é classificado como de acumulação e possui área alagável de 151 km² (ENGIE, 2023) e opera com variação de até 9 m do nível do reservatório (ONS, 2023a), totalizando um volume útil de aproximadamente 1,35 bilhões de metros cúbicos de água.

A Usina possui duas unidades geradoras com turbinas tipo Francis, com 113 MW cada, totalizando 226 MW de capacidade instalada. Sua garantia física para comercialização é de 113,1 MW médios (ENGIE, 2023). A conexão com a rede básica se dá por meio da Subestação (SE) Passo Fundo, administrada pela CGT Eletrosul (Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul). A SE da UHPF possui dois transformadores trifásicos de 13,8 kV/230 kV, de 145,5 MVA (SINDAT, 2023), totalizando, portanto, 291 MVA de capacidade.

A subestação e a casa de máquinas, local onde estão as turbinas e os geradores, estão distantes cerca de 6,0 km do reservatório. A condução da água do reservatório até as turbinas é realizada através de dutos subterrâneos. A localização dos elementos de implantação da usina, do reservatório e do vertedouro estão apresentados na Figura 8.

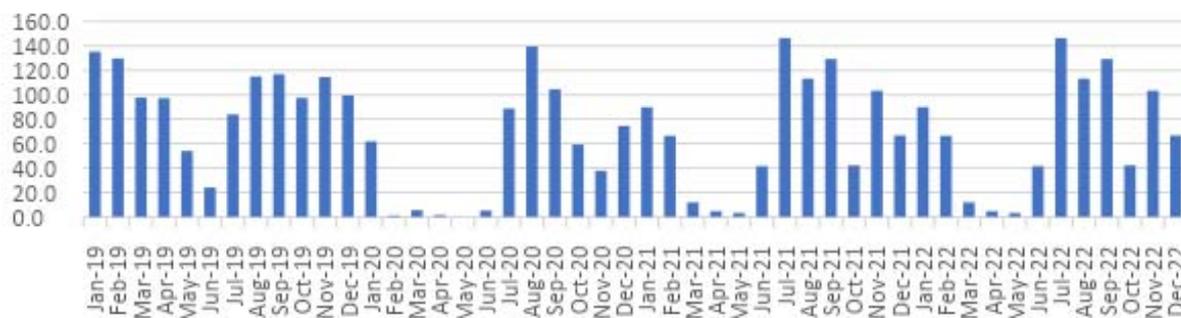
Figura 8: Localização dos elementos da usina.



Fonte: Adaptado pelo autor de Google Earth.

Na Figura 8, é possível observar que a tomada de água no reservatório está no lado esquerdo da imagem, enquanto a subestação e a casa de máquinas estão à direita. A configuração da planta desta usina deve-se, principalmente, ao relevo da região. A altura de queda d'água entre o nível máximo do reservatório e a casa de máquinas é de 234 m. Entre os anos de 2019 e 2022, a usina produziu cerca de 3.379,1 GWh de energia elétrica (ENGIE, 2023), com produções mensais variando de zero a 146,1 GWh, conforme apresentado na Figura 9.

Figura 9: Produção mensal de energia, em GWh.



Fonte: (ENGIE, 2023).

De acordo com o apresentado na Figura 9, é visto que a produção de energia pela hidrelétrica é fortemente afetada pela estiagem sazonal no período, geralmente, entre fevereiro e junho, sofrendo inclusive a interrupção da operação em função dos baixos níveis do reservatório.

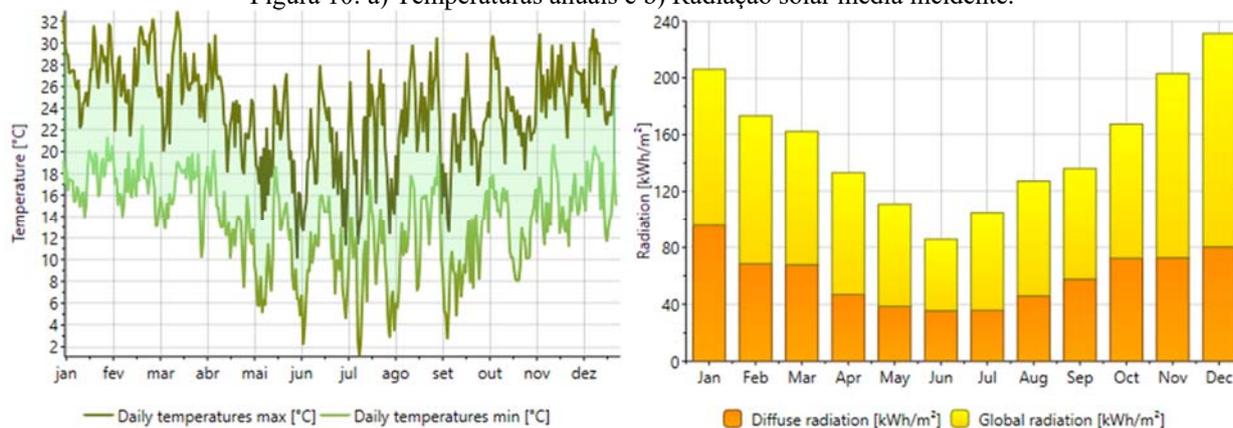
5.3. Dados climáticos locais

A UHPF está localizada no norte do estado do Rio Grande do Sul, onde o relevo é predominantemente montanhoso. Para obtenção dos dados climáticos locais foi utilizado o software Meteonorm (METEONORM, 2023). A cidade de Entre Rios do Sul não possui estação meteorológica em operação, dessa forma, o software realiza a interpolação dos valores obtidos em estações meteorológicas próximas.

Devido a latitude da cidade em análise, fatores climáticos sofrem forte influência da estação do ano. De acordo com o software Meteonorm, as temperaturas anuais da cidade e a radiação solar incidente na região são afetadas ao longo dos meses do ano, conforme apresentado na Figura 10a e Figura 10b, respectivamente.

De acordo com Figura 10a, as temperaturas anuais da cidade variam de 0°C a 33°C, sendo o período quente, de novembro a abril, e o período frio, entre maio e outubro. O período quente envolve as estações de verão e primavera, já o período frio, as estações do outono e inverno. A radiação solar incidente, apresentada na Figura 10b, tem comportamento similar, possuindo maior incidência de radiação solar nos meses quentes e menor incidência nos meses mais frios.

Figura 10: a) Temperaturas anuais e b) Radiação solar média incidente.

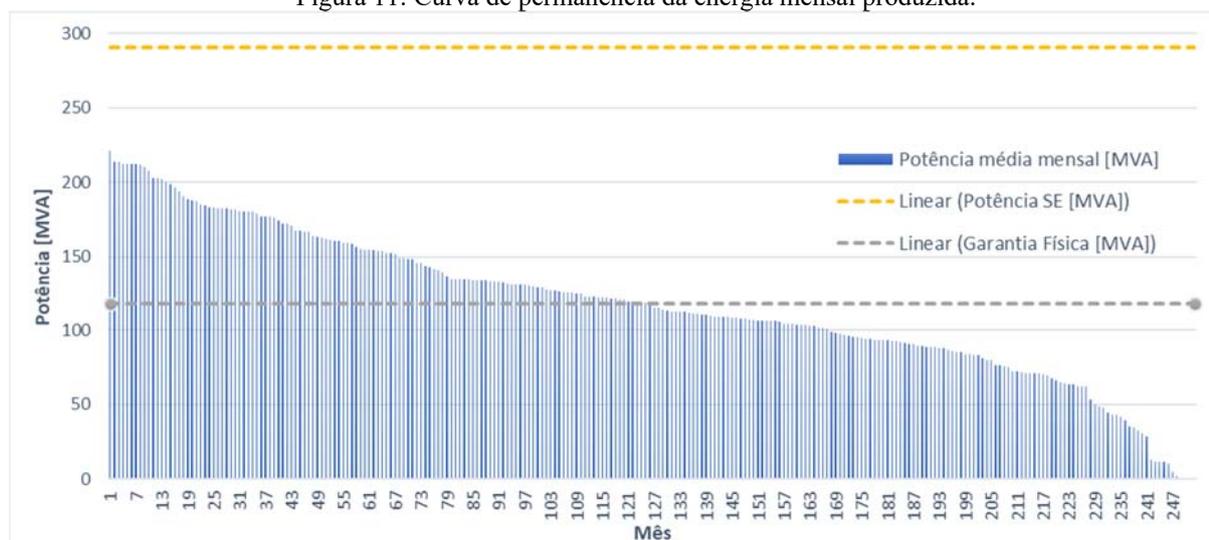


Fonte: (METEONORM, 2021).

5.4. Estudo Hidrológico

Ao analisar a energia produzida na usina, no período compreendido entre janeiro de 2000 e dezembro de 2020 (252 meses), foi obtida a curva de permanência apresentada na Figura 11, na qual no eixo horizontal estão os meses e no eixo vertical está a potência média mensal, em MVA. De acordo com informações apresentadas no item 5.2, sabe-se que a garantia física de comercialização de energia é de 113 MW, a potência da usina de 226 MW e a capacidade de conversão da subestação de 291 MVA. Dessa forma, a usina pode operar em potência máxima e com fator de potência de até 0,77 sem sobrecarregar a subestação. Na Figura 11, a potência média mensal e a garantia física de comercialização são apresentadas com fator de potência unitário.

Figura 11: Curva de permanência da energia mensal produzida.



Fonte: (adaptado de ONS, 2023b).

Observa-se na Figura 11, que houve grande variação na quantidade média mensal de energia produzida ao longo do período. Observa-se também que, em nenhum momento desse período, chegou-se ao limite da capacidade da subestação. Ainda na Figura 11 foi possível obter os seguintes pontos notáveis: período de operação acima da garantia física de produção e período sem produção, ambos em meses. A operação acima do limite de garantia física representa 51,5 % das medições do período (130 meses), e a produção nula representa 1,6 % (4 meses). Contudo, ao analisar os dados diários de produção, verificou-se que em cerca de 480 dias foram registradas produção média nula de energia.

Nesse mesmo período, ao relacionar os registros diários das vazões afluentes, das vazões de turbinadas e das vazões vertidas a partir da Equação de balanço

$$\Delta Q = Q_a - Q_t - Q_v \quad (5)$$

onde ΔQ é a variação da vazão de água no reservatório, Q_a é vazão afluente no reservatório, Q_t é a vazão turbinada e Q_v é a vazão vertida, todas em m^3/s , tem-se a variação do volume do reservatório. Quando ΔQ for positivo, significa que o reservatório está enchendo e seu volume armazenado está aumentando, caso seja negativo, o reservatório está deplecionando. Com isso, podemos quantificar os dias em que o nível do reservatório esteve em elevação, redução ou estável. Tais valores estão apresentados na Tabela 1. É possível observar que em mais da metade do tempo, o reservatório operava em situação de esvaziamento.

Tabela 1: Variação do nível do reservatório, em dias.

Variação nível	Dias	Porcentagem do tempo
Elevação ($\Delta V > 0$)	3384	40,34%
Estável ($\Delta V = 0$)	660	7,87%
Depleção ($\Delta V < 0$)	4345	51,79%

Fonte: O autor.

No período, os maiores valores registrados foram 870 m³/s de vazão vertida, 1.052 m³/s de vazão afluente e cota de 598,1 m (ONS, 2023b). O intervalo de cota do reservatório para a operação da usina é de 589,0 m a 598,1 m, gerando 225,0 m a 234,1 m de desnível, respectivamente, e a vazão máxima turbinável do conjunto é de 109 m³/s. Em função da máxima vazão do conjunto de turbinas e da Equação (7), estima-se que o volume útil armazenável do reservatório seja proporcional a 3.440 horas de operação.

A análise dos dados por séries temporais não se mostrou satisfatória, visto que não se conseguiu reproduzir adequadamente o comportamento anual do sistema, em função de eventos de grandes volumes de chuva em meses tradicionalmente secos. Esses grandes volumes de chuvas também inviabilizaram a análise por valores médios. Com isso, o modelo estatístico adotado para tratar dos dados do histórico diário de operação, foi a utilização das medianas mensais para a vazão turbinada, para a vazão afluente e o desnível, cujos valores são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Mediana dos valores das vazões diárias registradas e cota do reservatório.

Mês	Vazão Turbinada [m ³ /s]	Desvio Padrão Vazão Turb. [m ³ /s]	Vazão afluente [m ³ /s]	Desnível [m]
Janeiro	53,00	34,14	31,00	231,80
Fevereiro	47,00	31,32	19,50	231,30
Março	39,00	29,81	18,00	230,50
Abril	32,00	29,12	20,00	229,90
Mai	42,00	40,18	41,00	229,60
Junho	60,00	49,28	53,00	230,40
Julho	69,00	29,08	61,00	231,80
Agosto	70,00	28,27	48,00	231,80
Setembro	54,00	31,16	43,00	232,40
Outubro	68,00	32,35	69,00	232,60
Novembro	62,50	31,08	53,00	232,65
Dezembro	52,00	31,09	34,00	232,20

Fonte: O autor.

Observando os dados da Tabela 2, foi verificado que, com exceção do mês de novembro, as medianas da vazão turbinada são superiores à mediana da vazão afluente. Ou seja, nessa situação ocorre o

esvaziamento do reservatório, comportamento observado pela redução da cota entre os meses de novembro a maio. Observa-se também que, em todos os meses, a vazão turbinada ficou próximo da metade da capacidade. Contudo, a variabilidade das estações úmidas e prolongadas estiagens podem ter afetado significativamente os resultados obtidos, como mostraram os desvios padrão que ficaram na ordem de 50% do valor selecionado. Essa variabilidade ocasionou as interrupções da operação por falta de água, conforme apresentam os registros de operação na Figura 9.

5.5. Definição da Compensação Fotovoltaica

A estimativa para compensação através de geração pelo sistema fotovoltaico levou em consideração os seguintes fatores: capacidade de transformação da subestação e capacidade de produção máxima das turbinas. Considera-se também que, por simplificação, a energia média produzida pelas turbinas e apresentada nos registros diários, seja constante durante as 24 horas do dia.

Foi definida a potência do sistema fotovoltaico em 56,5 MWp. A potência selecionada representa 25% da potência total das turbinas instaladas na usina e 50% da potência de garantia física de comercialização. Além disso, a soma da potência do sistema FV com a potência das turbinas, considerando fator de potência unitário, continuaria sendo menor do que a capacidade de transformação da subestação.

5.6. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Os módulos FV selecionados foram os da marca Trina Solar, modelo TSM-DE20-590 de 590 Wp e o inversor selecionado é da marca Firmer, modelo PVS-175-TL-US de 175 kW de potência com 12 controladores MPPT. Os dados dos módulos fotovoltaicos e do inversor são apresentados no Anexo A e Anexo B, respectivamente.

Utilizando o método dos equipamentos, descrito na seção 3, e utilizando FDI de 0,80 e potência do inversor de 200 kW em (3), obteve-se 218,75 kWp para o gerador FV, logo, ao aplicar (4) obteve-se 370,7 módulos por inversor. Visando um *layout* onde as *strings* tenham o mesmo número de módulos FV, optou-se por adotar o valor de 372 módulos fotovoltaicos para cada inversor, onde, ao ajustar a potência, o novo FDI foi 0,797. A correção das tensões foi realizada utilizando a temperatura mínima e máxima de operação de 0 °C e 85 °C, respectivamente.

A partir dos resultados obtidos, o *layout* escolhido foi de 12 *strings* com 31 módulos FV em série em cada inversor, sendo que em cada entrada MPPT, é conectado apenas um *strings*. Para se obter a potência do sistema definido na subseção 5.5, são necessários 323 inversores, totalizando 120.156 módulos fotovoltaicos. As tensões de circuito aberto, V_{OC} , tensões e correntes de máxima potência, V_{MP} e $I_{MP,STR}$ respectivamente, para cada *string* na configuração escolhida são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Tensões e corrente por *string* para configuração escolhida.

Nº módulos série	Nº <i>strings</i>	V_{OC} [V]	$V_{OC, Máx}$ [V]	V_{MP} [V]	$V_{MP, Máx}$ [V]	$I_{MP,STR}$ [A]
31	12	1.274,10	1.353,73	1.054,00	1.274,10	17,35

Fonte: O autor.

5.7. Simulação e Resultados

A partir do dimensionamento do sistema fotovoltaico realizado na subseção 5.6, foi simulada a geração anual do sistema via o *software* PVsyst, versão 7.4 (PVSYST, 2023). O arquivo de dados climáticos utilizados no *software* foi obtido via plataforma Solcast (SOLCAST, 2023) e são referentes ao ano de 2021.

Para a simulação, além dos parâmetros dos módulos e dos inversores selecionados, foi utilizado a inclinação de 22°, pois, segundo CRESESB, 2023, esta é a inclinação que recebe a maior média anual de irradiação solar para a localidade em análise.

A partir dos resultados obtidos na simulação, foram obtidos valores de produção horária, durante 1° de janeiro a 31 de dezembro do ano e 2021, cujos valores de geração mensal, $E_{Mês}$, máxima geração horária, $E_{máx,h}$, geração média diária, $E_{méd,D}$, e geração média horária, $E_{méd,h}$, de cada mês, todos em MWh, estão apresentados na Tabela 4. Os valores médios foram calculados em função do número de horas com incidência solar do respectivo mês, ou seja, o período solar.

Tabela 4: Energia mensal, diária e horária, máximas e médias, obtidas via simulação no *software*.

Mês	Período Solar [h]	$E_{Mês}$ [MWh]	$E_{máx,h}$ [MWh]	$E_{méd,D}$ [MWh]	$E_{méd,h}$ [MWh]
Janeiro	13	9.917,405	59,283	319,916	24,607
Fevereiro	13	10.849,690	59,758	387,489	29,807
Março	12	10.610,903	59,755	342,287	28,516
Abril	11	10.415,657	59,367	347,189	31,560
Mai	11	9.548,525	58,802	308,017	28,002
Junho	10	6.322,791	53,395	210,760	19,160
Julho	10	10.137,367	58,902	327,012	29,728
Agosto	10	9.549,601	58,302	308,052	28,005
Setembro	11	8.550,901	59,755	285,030	25,894
Outubro	12	9.631,347	59,758	310,689	25,867
Novembro	13	11.199,737	59,755	373,325	28,715
Dezembro	13	12.710,873	59,755	410,028	31,537

Fonte: O autor.

Ao analisar a Tabela 4, verificou-se que a geração mensal FV do mês de dezembro, maior geração, foi 2 vezes maior do que a geração FV do mês de junho, menor geração, enquanto que a geração média horária entre esses meses foi de 1,6 vezes, sendo 31,537 MWh médios produzidos em dezembro e 19,160 MWh médios em junho. Ao considerar os valores máximos horários do período, verificou-se que, com exceção do mês de junho, foram obtidos valores de máxima geração horária próximos a 60 MWh. Observa-se também, que os meses de verão possuem cerca de 3 horas solares a mais do que no inverno. Assim, além de receber maior irradiação solar diária, a janela solar também é maior do que no inverno.

Sob as hipóteses consideradas neste estudo, o valor de energia horária produzida pelo sistema FV, $E_{i,h}$, é equivalente à potência do sistema FV, $P_{i,h}$ na respectiva hora, assim, $E_{i,h}$ em MWh é equivalente à $P_{i,h}$ em MW. Com isso, ao aplicar os desníveis apresentados na Tabela 2 na Equação (6), ora com valores da potência horária máxima simulada, $P_{máx,h}$, e ora com os valores da potência média horária, $P_{méd,h}$, obteve-se a vazão equivalente máxima, $Q_{eq,máx}$, e a vazão equivalente média, $Q_{eq,méd}$, ambas em m^3/s . Os valores estão apresentados na Tabela 5. As vazões equivalentes representam a vazão de água necessária para que uma turbina possa gerar a mesma quantidade de energia que é produzida pelo sistema FV naquele respectivo período.

Tabela 5: Vazão equivalente de água em função das energias máximas e médias horárias.

Mês	$P_{máx,h}$ [MW]	$Q_{eq,máx}$ [m^3/s]	$P_{méd,h}$ [MW]	$Q_{eq,méd}$ [m^3/s]
Janeiro	59,283	28,98	24,607	12,03
Fevereiro	59,758	29,27	29,807	14,60
Março	59,755	29,37	28,516	14,02
Abril	59,367	29,26	31,560	15,55
Maio	58,802	29,02	28,002	13,82
Junho	53,395	26,26	19,160	9,42
Julho	58,902	28,79	29,728	14,53
Agosto	58,302	28,50	28,005	13,69
Setembro	59,755	29,13	25,894	12,62
Outubro	59,758	29,11	25,867	12,60
Novembro	59,755	29,10	28,715	13,98
Dezembro	59,755	29,16	31,537	15,39

Fonte: O autor.

Pela Tabela 5, foi constatado que para uma potência de 60 MWp, a vazão equivalente é de cerca de $29,5 m^3/s$, o que representa aproximadamente 54% da capacidade de escoamento das turbinas instaladas na hidrelétrica. No caso de uma potência de 19,16 MWp, a vazão corresponde a $9,42 m^3/s$, o que representa 17,3% da capacidade de escoamento.

Ao aplicar a geração horária fotovoltaica na Equação (6), e posteriormente, aplicar os resultados na Equação (7), juntamente com o desnível médio mensal apresentado na Tabela 2, obtém-se o volume de água correspondente à energia produzida no determinado período (V_{eq}), em m^3 . Os volumes mensais de água equivalente, em m^3 , as horas equivalentes de operação, h_{op} , e os impactos no nível do reservatório, ΔH_r , em metros, são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Volume equivalente de água, horas equivalentes de operação e nível do reservatório.

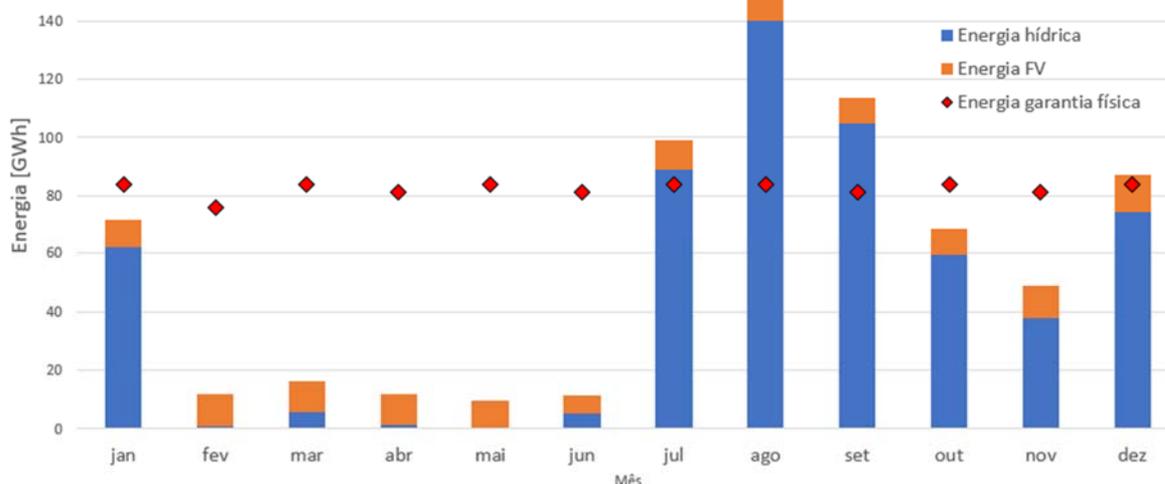
Mês	V_{eq} [m ³]	h_{op} [h]	ΔH_r [m]
Janeiro	17.451.003,71	88,94	0,116
Fevereiro	19.132.753,09	97,52	0,128
Março	18.776.610,32	95,70	0,125
Abril	18.479.213,86	94,19	0,123
Mai	16.962.903,80	86,46	0,113
Junho	11.193.401,84	57,05	0,075
Julho	17.838.055,58	90,92	0,119
Agosto	16.803.802,37	85,65	0,112
Setembro	15.007.609,05	76,49	0,100
Outubro	16.889.355,38	86,08	0,113
Novembro	19.635.435,46	100,08	0,131
Dezembro	22.327.953,69	113,80	0,149

Fonte: O autor.

Com base nos dados apresentados na Tabela 6, o volume equivalente total ao longo do período simulado foi de 210,498 milhões de m³, o que corresponde a 15,59% do volume útil do reservatório. Além disso, esse volume é equivalente a 1.072,88 horas de operação (h_{op}) de uma das turbinas na vazão máxima, valor que corresponde a, aproximadamente, 45 dias no ano.

A complementariedade das fontes na geração mensal de energia é apresentada na Figura 12. Onde, em azul está a energia mensal produzida pela hidrelétrica durante os meses de 2021, em GWh, na cor laranja está a produção mensal simulada do sistema fotovoltaico, também em GWh. Os pontos em vermelho representam a energia mensal, em GWh, necessária para atender a garantia física de comercialização do empreendimento que, segundo Engie, 2023, é de 113 MW.

Figura 12: Geração mensal das fontes e complementariedade.



Fonte: O autor.

Observa-se na Figura 12, que o primeiro semestre de 2021 foi extremamente afetado pela falta de água no reservatório, ocasionando em uma geração hidrelétrica praticamente nula na maior parte do tempo. Já no segundo semestre, houve um aumento significativo na geração hidrelétrica, porém, não suficiente para atender a garantia física em todos os meses. A geração fotovoltaica representou 43,5% da energia total produzida no primeiro semestre e apenas 11,03% no segundo. Embora não tenha provocado grandes impactos na geração do primeiro semestre, no segundo, fez com que o mês de dezembro atingisse a produção estabelecida para a garantia física de comercialização. Por fim, com a inserção da geração fotovoltaica, a energia média mensal gerada da usina hidrelétrica no primeiro semestre foi de 12,484 GWh para 22,094 GWh com. Já no segundo semestre de 2021, a energia média mensal gerada foi de 84,252 GWh para 94,548 GWh médios. Os valores que geram a Figura 12 estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Participação das fontes na geração mensal em 2021.

Mês	Geração Hídrica [GWh]	Geração Fotov. [GWh]	Geração Combinada [GWh]	Garantia Física [GWh]
Janeiro	61,992	9,917	71,909	84,072
Fevereiro	1,008	10,850	11,858	75,936
Março	5,424	10,611	16,035	84,072
Abril	1,368	10,416	11,784	81,360
Mai	0,000	9,549	9,549	84,072
Junho	5,112	6,323	11,435	81,360
Julho	89,016	10,137	99,153	84,072
Agosto	140,088	9,550	149,638	84,072
Setembro	104,856	8,551	113,407	81,360
Outubro	59,232	9,631	68,863	84,072
Novembro	37,752	11,200	48,952	81,360
Dezembro	74,568	12,711	87,279	84,072

Fonte: O autor.

5.8. Análise Financeira e Discussão

Este estudo não possui o enfoque principal na viabilidade financeira do empreendimento, mas sim no impacto do uso da água do reservatório ao inserir a geração fotovoltaica, contudo, é importante estimar os custos da implantação, mesmo que de forma simplificada, para auxiliar na tomada de decisão.

Para estimar os custos, é necessário determinar as características do local e definir o modelo de implantação, visto que, nesta hidrelétrica, o reservatório e a subestação estão distantes cerca de 6 km. Dessa forma, em caso da implantação no modelo flutuante, a construção de uma linha de transmissão para conectar a usina FV à subestação existente, é indispensável.

Em função da máxima tensão de saída do inversor, 1500V, a transmissão da energia produzida até a subestação é inviável neste nível de tensão devido às elevadas correntes. Com isso, torna-se necessário

elevar a tensão para níveis acima de 34,5 kV. Neste estudo, optou-se por utilizar transformadores de distribuição, com potências individuais de 2 MVA, posicionados de forma a reduzir a distância média entre os inversores e os transformadores, reduzindo assim as perdas nos condutores.

De acordo com as características da área alagada do reservatório, apresentadas na Figura 8, sugere-se a instalação dos módulos fotovoltaicos flutuantes entre o vertedouro e a tomada d'água, no entorno da ilha existente. A escolha desse local considerou fatores como a menor distância até a subestação existente, a presença de elementos que facilitam a ancoragem das estruturas flutuantes e por estar fora do curso principal do rio, o que reduz os efeitos das correntezas. A Figura 13 ilustra a disposição dos módulos fotovoltaicos e o possível trajeto da nova linha de transmissão.

Figura 13: Disposição dos módulos na superfície do reservatório e localização da usina.



Fonte: (adaptado de Google Earth).

Conforme observado na Figura 13, a área alagável no trecho escolhido é suficiente para implantação dos módulos fotovoltaicos. Para elaboração da estimativa de custo, foram obtidos orçamentos dos materiais em lojas físicas, lojas virtuais, documentos e publicações disponíveis na internet.

Para a composição de preços da usina fotovoltaica flutuante, o preço unitário dos módulos fotovoltaicos e inversores foram obtidos via orçamento da empresa Mazer Distribuidora. No caso das estruturas flutuantes, foi obtido o custo por módulo através de um orçamento de 60 módulos da empresa Pierplas – Plataformas Flutuantes. Já em relação aos transformadores, não foi encontrado um modelo comercial com conversão de tensão 1,5kV para 34,5 kV. Com isso, foi utilizado como referência de preço um transformador comercial, de 2 MVA e tensões 380V/34,5 kV, via loja virtual da empresa Waltrans (WALTRANS, 2024).

No caso da linha de transmissão, foram utilizados documentos da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG para estimar o custo de implantação. Segundo (CEMIG, 2019), o custo por poste de rede de média tensão de rede rural e sem iluminação pública é de R\$ 3.849,25. No entanto, a distância máxima entre os postes recomendado por (CEMIG, 2016) é de 65,00m. Ao utilizar essas duas informações, obtém-se o custo por km da rede de média tensão.

Nesta análise simplificado alguns itens não foram considerados, tais como: conectores, cabos para interconectar os módulos, cabos de ancoragem dos painéis flutuantes, mão de obra, entre outros. A partir dos preços levantados, o custo estimado de implantação do empreendimento, no modelo de usina fotovoltaica flutuante, foi de R\$ 236,43 mi. Os valores que compõem o custo obtido neste estudo simplificado estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 8: Valores utilizados na análise financeira do modelo flutuante.

Item	Custo unitário	Quantidade	Total Parcial [R\$]
Módulos	R\$ 570,00 /un.	120.156	68.488.920,00
Inversores	R\$ 36.000,00 /un.	323	11.628.000,00
Flutuadores	R\$ 1.238,01 /mód.	120.156	148.754.529,82
LT média tensão	R\$ 61.588,00 /km	7,5	461.910,00
TR 0,38/34,5kV, 2MVA	R\$ 253.638,00 /un.	28	7.101.864,00
Custo Total [R\$]			236.435.223,82

Fonte: O autor.

Observa-se na Tabela 7 que, o custo das estruturas flutuantes representa quase o dobro do custo do conjunto de módulos e inversores. Para fins de comparação, foi estimado o custo para implantar a mesma usina, porém no modelo tradicional, ou seja, em solo.

No caso da implantação em solo, é necessário prever o arrendamento de uma área na região para instalar os painéis fotovoltaicos. De acordo com o Relatório de Análise de Mercado de Terras no Estado do Rio Grande do Sul (RAMT/RS), produzido por (INCRA, 2023), o custo médio geral do hectare para a terra nua daquela região, é de R\$ 105.585,33. Segundo simulação realizada no PVsyst, são necessários 40 hectares para a implantação da usina. Já o custo da estrutura de solo foi obtido via orçamento da empresa Mazer Distribuidora. O custo estimado obtido para a implantação da estrutura em solo foi de R\$ 112,95 mi. Os valores que compõem o custo de implantação obtido neste estudo simplificado estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 9: Valores utilizados na análise financeira do modelo tradicional.

Item	Custo unitário [R\$]	Quantidade	Total Parcial [R\$]
Módulos	R\$ 570,00 /un.	120.156	68.488.920,00
Inversores	R\$ 36.000,00 /un.	323	11.628.000,00
Arrendamento	R\$ 105.585,33 /he	40	4.223.413,20
Estrutura Solo p/ 8 módulos	R\$ 1.401,54 /un.	15.020	21.051.130,80
LT média tensão	R\$ 61.588,00 /km	7,5	461.910,00
TR 0,38/34,5kV, 2MVA	R\$ 253.638,00 /un.	28	7.101.864,00
Custo Total [R\$]			112.955.238,00

Fonte: O autor.

Observa-se na Tabela 8, que o custo de implantação de uma usina fotovoltaica em solo é bem menor em relação ao modelo flutuante. Mesmo considerando o arrendamento da área e a estrutura de instalação dos módulos, o valor representa apenas 17% do custo da estrutura flutuante. Em relação ao custo total da implantação, o modelo em solo representa cerca de 44% do custo do modelo flutuante. Essa fração

de custo é um dos motivos pelo, atualmente, qual as usinas fotovoltaicas flutuantes são menos difundidas do que as usinas tradicionais em solo.

6. CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos neste estudo, pode-se concluir que a associação das fontes de energias, hídricas e solar fotovoltaica, podem apresentar um ganho significativo no prolongamento do uso da água do reservatório de uma usina hidrelétrica. No caso da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo, em vista das frequentes interrupções na geração hidrelétrica, devido à baixa capacidade de armazenamento de água do reservatório nos períodos de estiagem, os resultados do estudo realizado sugerem que, frente às considerações adotadas neste trabalho, a inserção de uma usina fotovoltaica com potência de 56,5 MWp, ocasionaria na economia de água anual proporcional a 1.072,88 horas de operação (45 dias), de uma das turbinas na máxima vazão. Este volume equivalente representa 15,59% da capacidade do reservatório.

Com relação ao modelo de usina flutuante, conclui-se que o investimento inicial é relativamente mais alto do que o modelo tradicional em solo, devido, principalmente, ao custo elevado dos flutuadores. O custo das estruturas flutuantes ainda é um dos fatores que limitam o crescimento desse tipo de usina. No caso estudado, o modelo em solo se mostrou 44% mais barato do que o modelo flutuante. Assim, estudos relacionados às novas tecnologias e materiais para utilização nessas estruturas, são fundamentais para viabilidade econômica deste modelo de usina.

A viabilidade financeira de um empreendimento deste tipo, está diretamente ligada a forma como serão gerenciados os recursos hídricos e o enquadramento da usina no mercado de energia, sendo este, um tema sugerido para trabalhos futuros. Por exemplo, uma possibilidade, seria a comercialização da energia hídrica, gerada a partir do volume equivalente de água economizado durante o dia pela geração fotovoltaica, no mercado livre de energia de curto prazo, ou a comercialização da energia nos horários de ponta. Geralmente, mercado de curto prazo e a energia no horário de ponta possuem valores mais elevados.

A complementariedade das fontes, no ano simulado, mostrou-se positiva para reduzir o tempo de ociosidade do sistema, além de aumentar os períodos em que a garantia física de comercialização é suprida. O estudo mostrou que a energia média mensal do segundo semestre com a hibridização seria suficiente para que os seis meses entregassem energia acima da garantia física.

Fica também como sugestão para trabalhos futuros, a verificação da existência de um percentual máximo de cobertura da área alagada a fim de evitar alterações significativas no ecossistema aquático.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, 2022. Albuquerque, Valério. “**Hibridização de fontes de energia renovável - Estudo de caso usina reversível com usina fotovoltaica flutuante**”, UFMG 2022.

ANA, 2016. **Agência Nacional de Águas – Séries históricas**. Disponível em <https://www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas>. Acesso em 07/01/2023.

BEN, 2022. **Balanco Energético Nacional 2022**. Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE).

CEMIG, 2016. **Instalações básicas de redes de distribuição áreas rurais – Norma de distribuição**. Disponível em https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/nd_2_2.pdf. Página 15. Acesso em 15/01/2024.

CEMIG, 2019. **Tabela para orçamento da Distribuição**. Disponível em <https://ww2.contagem.mg.gov.br/arquivos/licitacao/tabelamaodeobra-cemig-jul2019-0200521023834.pdf>. Acesso em 15/01/2024.

CRESESB, 2023. **Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**. Potencial Solar – SunData V3.0. Disponível em <https://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em 07/01/2023.

ENGIE, 2023. Usina **Hidrelétrica de Passo Fundo - Engie**. Disponível em <https://www.engie.com.br/usinas/usina-hidreletrica-passo-fundo/>. Acesso em 27/09/2023.

GOETZBERGER, 2005. Goetzberger, A. & Hoffmann, V.U.. (2005). **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Fraunhofer ISE.

GONÇALVES, 2021. Gonçalves, André Rodrigues. “**Hibridização de usinas solares e eólicas e sua complementaridade no Brasil**”. INPE, 2021.

HACKER INDUSTRIAL, 2023 - **Indústria de turbinas e equipamentos**. Disponível em: www.hacker.ind.br. Acesso em 29/07/2023.

INCRA, 2023. **Relatório de Análise de Mercado de Terras no Estado do Rio Grande do Sul – RAMT/RS**. Disponível em https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/relatorio-de-analise-de-mercados-de-terras/RAMT_SRRS_2022.pdf. Página 17. Acesso em 15/01/2024.

KRENZINGER, 2022. Krenzinger, Arno., Pried, César W. Massen., Gasparin, Fabiano P.. “**Mapas de produtividade fotovoltaica para o Rio Grande do Sul (Brasil)**”. The Journal of Engineering and Exact Sciences, 2022. ISSN: 2446-9416.

MARTINS, 2020. Fernando R. Martins, André R. Gonçalves, et al “**Incremento da irradiância solar incidente na superfície do reservatório da hidrelétrica Serra da Mesa no centro-oeste brasileiro**” INPE, USP, 2020.

METEONORM, 2023. **Worldwide irradiation data Software V8.2.0**. Disponível em <https://meteonorm.com/en/download>. Acesso em 27/09/2023.

NIELSEN, Aileen. **Análise Prática de Séries Temporais – Predição com Estatística e Aprendizado de Máquina**. Rio de Janeiro: Alta Books, 2021.

ONS, 2009 - **Procedimentos de rede - critérios para classificação da modalidade de operação de usinas - ONS**. Disponível em https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2026%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2_Rev_1.0.pdf. Acesso em 27/09/2023.

ONS, 2023a. **Energia Agora - Reservatórios**. Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>. Acesso em 27/09/2023.

ONS, 2023b. **Histórico de Operação**. Disponível em <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/>. Acesso em 27/09/2023.

PIZZOL, 2019. Pizzol, Pedro H. dal César “**Estudo de caso da utilização de energia fotovoltaica flutuante no reservatório de Passo Real**” UFRGS, 2019.

PURPER, 2023. Purper, Marcus Leandro “**Hibridização de usina eólica com solar fotovoltaica: Análise de complementariedade baseada em dados reais e simulação**” UFRGS, 2023.

PVSYST, 2023. **PVsys – Photovoltaic Software - Download**. Disponível em <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Acesso em 25/10/2023

REN 954/ANEEL - **Marco Regulatório para a implantação de Centrais Geradoras Híbridas e Centrais Geradoras Associadas**. ANEEL - MME, 2021.

SCHREIBER, 1977. Schreiber, Gerhard Paul. “**Usinas Hidrelétricas**”. Rio de Janeiro, 1997.

SINDAT, 2023. **Sistema interligado Nacional - Rede de Operação - Horizonte 2023**. Disponível em <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema#>. Acesso em 15/10/2023.

SOLCAST, 2023. **SOLCAST data API – Data and tools to build a solar future**. Disponível em <https://solcast.com>. Acesso em 25/10/2023.

TABOATA, 2017. M.E. Taboada, L. Cáceres, T.A. Graber, H.R. Galleguillos, L.F. Cabeza, R. Rojas, “**Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling, Renewable Energy**” Volume 105, 2017.

TRINA SOLAR, 2023. **Produtos Soluções - Downloads**. Disponível em <https://www.trinasolar.com/pt/resources/downloads> Acesso em 25/10/2023.

VELLOSO, 2017. Veloso, Maria F. Azeredo “**Possibilidade de geração híbrida hidro-solar na bacia do São Francisco**” INPE, 2017.

VILLALVA, 2013. Villalva, Marcelo & Gazoli, Jonas & Guerra, Juarez. (2013). “**Energia Solar Fotovoltaica - Introdução**”. Revista o Setor Elétrico.

WALTRANS, 2024. **Transformador trifásico a óleo 2000KVA – 34.500V**. Disponível em https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-3993801022-transformador-trifasico-a-oleo-2000kva-34500v-_JM?attributes=Vk9MVEFHURU0%3D%3ANDQwLzI1NFY%3D&quantity=1. Acesso em 15/01/2024.

WANG, 2021. Wang, B., Ma, X., & Li, L. “**Research status and future of hydro-related sustainable complementary multi-energy power generation**”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 136, 110584.

YANG, 2019. Yang, J., Zhang, J., & Wang, X.. “**Economic feasibility of large-scale hydro-solar hybrid power including long distance transmission**”. Renewable Energy, 144, 184-193.

ZILLES, 2012. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica** /Roberto Zilles...[et al.]. – São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

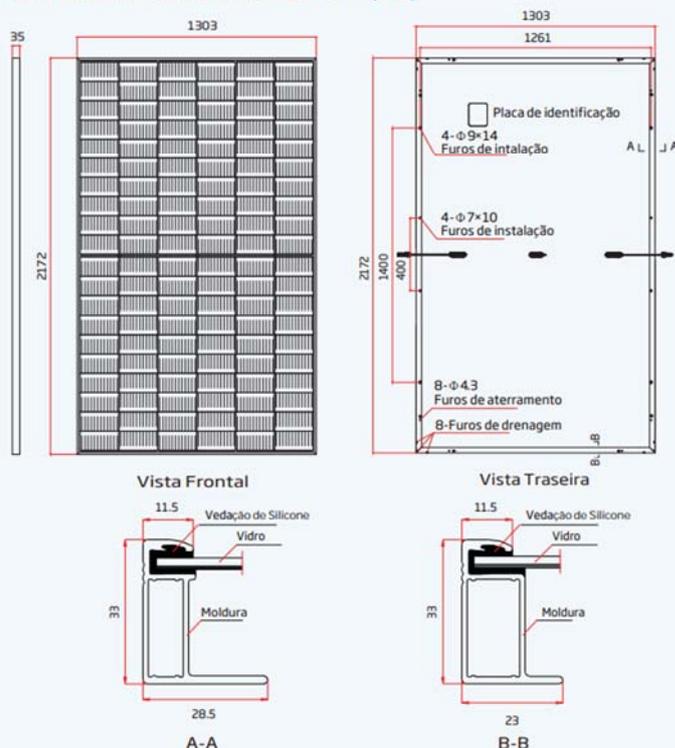
ZULCY, 1999. **Centrais hidrelétricas: estudos para implantação** / Zulcy de Souza ... [et al.] - Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.

ANEXOS

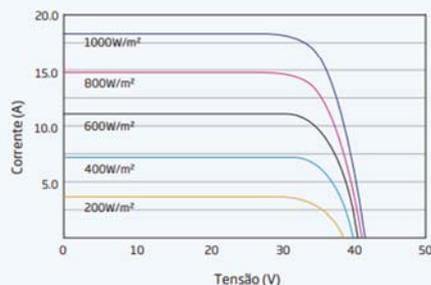
ANEXO A: DADOS DO FABRICANTE DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



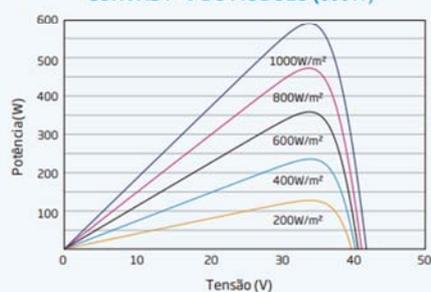
DIMENSÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO (mm)



CURVAS I-V DO MÓDULO (600 W)



CURVAS P-V DO MÓDULO (600W)



DADOS ELÉTRICOS (STC)

	590	595	600	605	610
Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)*					
Tolerância de Potência - P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	34.0	34.2	34.4	34.6	34.8
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	17.35	17.40	17.44	17.49	17.53
Tensão de Circuito Aberto - V_{oc} (V)	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Corrente de Curto Circuito - I_{sc} (A)	18.42	18.47	18.52	18.57	18.62
Eficiência do Módulo η_m (%)	20.8	21.0	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiação 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5. *Tolerância de Medida: ±3%.

DADOS ELÉTRICOS (NOCT)

	447	451	454	458	461
Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)					
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	31.7	31.9	32.0	32.2	32.4
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	14.09	14.13	14.18	14.22	14.25
Tensão de Circuito Aberto - V_{oc} (V)	38.7	38.9	39.1	39.3	39.5
Corrente de Curto Circuito - I_{sc} (A)	14.85	14.88	14.92	14.96	15.00

NOCT: Irradiação 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s.

DADOS MECÂNICOS

Células	Monocristalinas
No. de Células	120 cells
Dimensões do Módulo	2172×1303×33 mm (85.51×51.30×1.30 polegadas)
Peso	30.6 kg (67.5 lb)
Vidro	3.2 mm (0.13 polegadas), Alta Transmissão, Anti-Reflexo e Recobrimento Térmico
Material Encapsulante	EVA/PDE
Backsheet	Branco
Moldura	33 mm (1.30 polegadas) Liga de Alumínio Anodizado
Caixas de junção	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica 4.0mm ² (0.006 polegadas ²), Retrato: 350/280 mm (13.78/11.02 polegadas), Paisagem: 1400/1400 mm (55.12/55.12 polegadas), Comprimento customizável
Conector	MC4 EVO2 / TS4*

*Verificar conector com o vendedor local

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

NOCT (Temperatura Nominal de Operação de Célula)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura P_{MAX}	-0.34%/°C
Coefficiente de Temperatura V_{oc}	-0.25%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{sc}	0.04%/°C

LIMITES DE OPERAÇÃO

Temperatura Operacional	-40 ~ +85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Capacidade Máx. do Fusível em Série	30A

GARANTIA

12 anos de garantia de produto
25 anos de garantia de produção de energia
2% de degradação no primeiro ano
0.55% de taxa de degradação anual

(Verificar documento de garantia para maiores detalhes)

EMBALAGEM E TRANSPORTE

Módulos por caixa: 33 unidades
Módulos por container de 40': 594 unidades



CUIDADO: LEIA AS INSTRUÇÕES DE SEGURANÇA E INSTALAÇÃO ANTES DE USAR O PRODUTO.

© 2021 Trina Solar Co., Ltd. Todos os direitos reservados. As especificações incluídas nesta folha de dados estão sujeitas a alterações sem aviso prévio.

Número da Versão: TSM_EN_2022_B

www.trinasolar.com

ANEXO B: DADOS DO FABRICANTE DO INVERSOR

String inverter - PVS-166/175-TL-US

Technical data and types		
Type code	PVS-166-TL US	PVS-175-TL US
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)		1500 V
Start-up DC input voltage (V_{start})		750 V (650...1000 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)		$0.7 \times V_{max}$... 1500 V (min 600 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})		1100 V
Rated DC input power (P_{dc})	169 000 W @ 40°C	188 000 W @ 30°C (177 kW @ 40°C)
Number of independent MPPT		12
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{dc}		850...1350 V
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)		22 A
Maximum input short circuit current for each MPPT (I_{SCmax})		30 A
Number of DC input pairs for each MPPT		2 DC inputs per MPPT
DC connection type		PV quick fit connector ¹⁾
Output side		
AC Grid connection type		Three phase 3W+PE
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	166 500 W @ 40°C	175 000 W @ 40°C
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	166 500 W @ 40°C	185 000 W @ $\leq 30^\circ\text{C}$
Maximum apparent power (S_{max})	166 500 VA	185 000 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})		800 V
AC voltage range		680...960 ²⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)		134 A
Rated output frequency (f_o)		50 Hz / 60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)		45...55 Hz / 55...65 Hz ²⁾
Nominal power factor / adjustable range at S_{max}	>0.995 / 0.75 Lead ... 0.75 Lag	>0.995 / 0.8 Lead ... 0.8 Lag
Total current harmonic distortion		< 3%
Max DC current injection (% of I_n)		< 0.5%* I_n
AC wire range		4x1x2/0 AWG to 4x1x400 kcmil, Cu/Al ³⁾
AC plate		Opening for Trade size 3 conduit
AC connection type		Copper Busbar for ring terminal lug connections with M10 stud type terminal block (bolts included)



For more information
please contact
your local FIMER
representative or visit:

fimer.com

We reserve the right to make technical changes or
modify the contents of this document without prior
notice. With regard to purchase orders, the agreed
particulars shall prevail. FIMER does not accept any
responsibility whatsoever for potential errors or possible
lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject
matter and illustrations contained therein. Any
reproduction, disclosure to third parties or utilization of
its contents – in whole or in parts – is forbidden without
prior written consent of FIMER. Copyright© 2020 FIMER.
All rights reserved.



Resultados principais

Produção do sistema

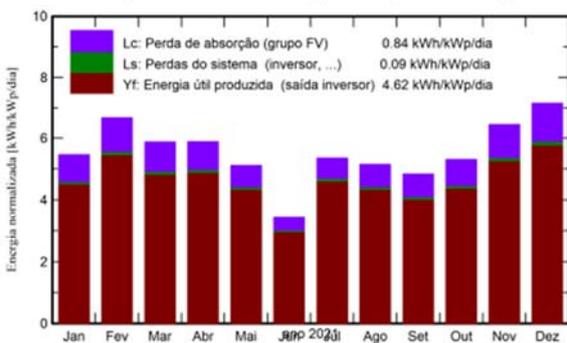
Energia produzida 119444737 kWh/ano Produção específica 1685 kWh/kWp/ano
 Índice de perf. PR 83.16 %

Avaliação econômica

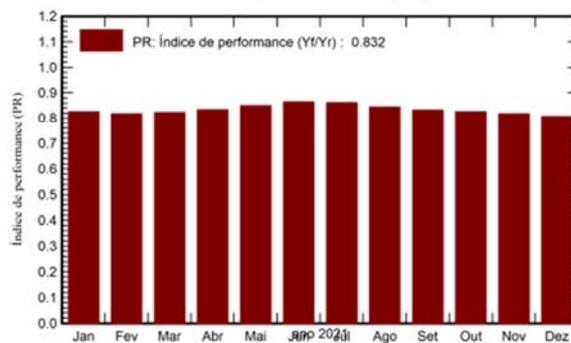
Investimento

Global Anuidades 0.00 BRL/ano LCOE 0.05 BRL/kWh
 Específico Custos operação 0.00 BRL/ano
 Período amortização não rentável

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Jan. 21	179.5	90.87	22.33	169.2	159.9	10109885	9917411	0.827
Fev. 21	186.4	64.55	21.71	187.2	177.5	11074488	10849684	0.817
Mar. 21	168.4	67.16	21.64	181.9	172.5	10825710	10610887	0.823
Abr. 21	144.7	43.73	18.83	176.3	167.6	10625519	10415662	0.833
Mai. 21	118.6	31.90	15.08	158.4	151.0	9739080	9548515	0.850
Jun. 21	78.4	33.95	13.31	103.1	98.0	6444218	6322790	0.865
Jul. 21	120.2	28.88	12.91	166.0	158.3	10334903	10137372	0.861
Ago. 21	127.5	41.16	17.13	159.4	151.9	9738415	9549574	0.845
Set. 21	129.7	51.77	18.72	144.8	137.8	8726483	8550901	0.833
Out. 21	161.4	57.44	18.76	164.5	156.2	9835668	9631340	0.826
Nov. 21	201.3	72.60	21.95	193.1	183.0	11430482	11199735	0.818
Dez. 21	240.6	70.92	23.95	222.1	210.3	12976333	12710866	0.807
Ano	1856.8	654.94	18.84	2026.1	1924.0	121861184	119444737	0.832

Legendas

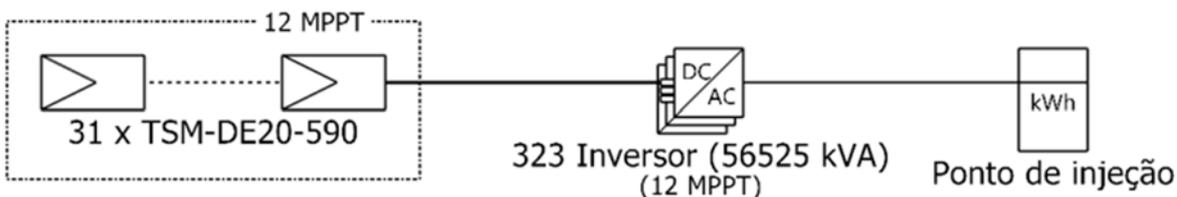
GlobHor Irradiação horizontal total EArray Energia efetiva à saída do grupo
 DiffHor Irradiação difusa horizontal E_Grid Energia injetada na rede
 T_Amb Temperatura ambiente PR Índice de performance
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras



Diagrama unifilar

PVsyst V7.4.5

VC0, Data da simulação: 24/01/24 13:52
 com v7.4.5



ANEXO D: ORÇAMENTO ESTRUTURA FLUTUANTE

Projeto Plataforma PierPlas - Base para Estrutura - 60 placas

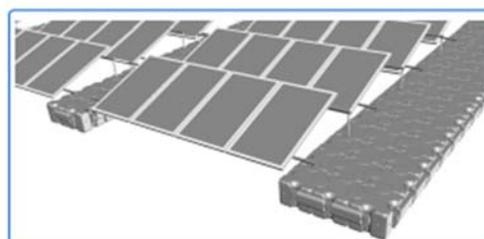
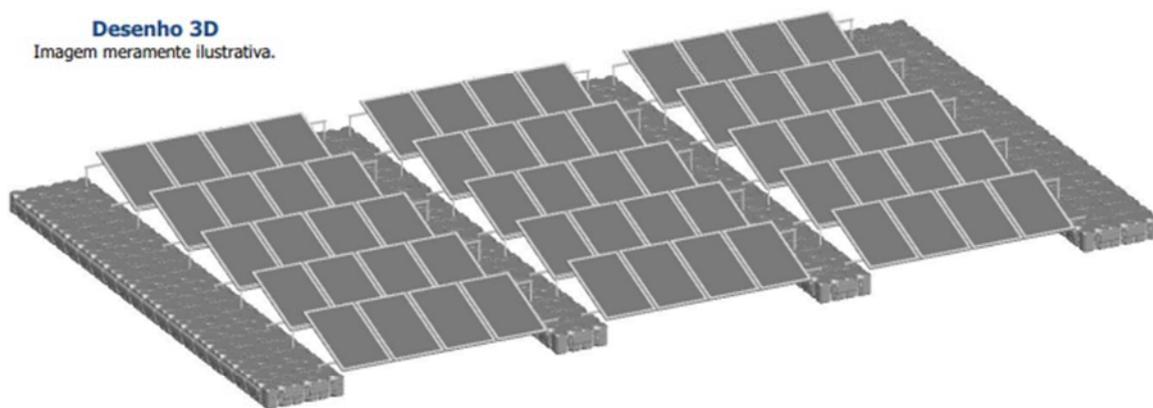
Proposta: nº 140/23

Área total da estrutura: 50m²

Data: 22/03/23

Desenho 3D

Imagem meramente ilustrativa.



Item	Componente	Quantidade
1	Flutuador PierPlas Cinza	200
2	Meio Flutuador PierPlas Cinza	0
3	Pino PierPlas Cinza	320
4	Pino de Contenção PierPlas Cinza	0
5	Parafuso PierPlas Cinza Pier	182
6	Parafuso PierPlas Cinza Aster	0
7	Porca PierPlas Cinza Pier	182
8	Porca PierPlas Cinza Aster	0
9	Barra de Proteção PierPlas Cinza	0
10	Cunho de Amarração PierPlas	20
11	Guarda Corpo PierPlas	0
12	Tampões	200
13	Cantoneiras	0

Total Geral (com impostos)

R\$ 74.280,70

Condições de Venda

Prazo de entrega: à combinar.

Preços com base FOB - Caxias do Sul - RS

Esta proposta tem validade: 30 dias

ANEXO E: ORÇAMENTO PAINÉS FV, INVERSORES E ESTRUTURA



CNPJ: 94.623.741/0009-20
 Endereço: AV SEVERO DULLIUS, Nº 75 - ANCHIETA
 Cidade: PORTO ALEGRE / RS
 Fone: (51) 2101-2100

ORÇAMENTO Nº 383749

Dados Gerais:

Data: 10/01/2024	Impresso em: 10/01/2024 10:39	Válido até: 15/01/2024
Cliente: MLP	Estado: RS	Cidade: PORTO ALEGRE
Vendedor: ██████████	Potência do Sistema: 219.08 kWp	Distribuidor: MAZER

Equipamentos

Cód.	Descrição	Disponibilidade	Quantidade	Valor Unit.	Valor Total
73703	PAINEL SOLAR 590W MONOCRISTALINO TRINA SOLAR TSM DE20-590W	Em estoque	381	R\$ 569,65	R\$ 217.036,65
71628	INVERSOR SOLAR HUAWEI / 200.0KW / TRIFASICO 800V / 3 MPPT / SUN2000-215KTL-H3	Em estoque	1	R\$ 36.231,87	R\$ 36.231,87
42795	CABO SOLAR 6MM PRETO (ROLO 200M)	16/01/2024	40	R\$ 776,67	R\$ 31.066,80
42796	CABO SOLAR 6MM VERMELHO (ROLO 200M)	Em estoque	40	R\$ 776,67	R\$ 31.066,80
57228	CONECTOR MC4 - ACOPLADOR FEMEA + ACOPLADOR MACHO	14/01/2024	14	R\$ 10,42	R\$ 145,88
67984	MONITORAMENTO HUAWEI SMARTLOGGER3000A	Em estoque	1	R\$ 4.268,82	R\$ 4.268,82
TOTAL: R\$ 319.816,82					

Equipamentos

Cód.	Descrição	Disponibilidade	Quantidade	Valor Unit.	Valor Total
73809	PAINEL SOLAR 555W MONOCRISTALINO SUNOVA SOLAR S5-555-72MDH	Em estoque	395	R\$ 526,37	R\$ 207.916,15
33241	ABB - PVS-100-TL SX2 FULL	Em estoque	2	R\$ 20.783,44	R\$ 41.566,88
42795	CABO SOLAR 6MM PRETO (ROLO 200M)	29/01/2024	1	R\$ 776,67	R\$ 776,67
42796	CABO SOLAR 6MM VERMELHO (ROLO 200M)	29/01/2024	1	R\$ 776,67	R\$ 776,67
42526	CONECTOR MC4 - ACOPLADOR FEMEA + ACOPLADOR MACHO	Em estoque	48	R\$ 7,38	R\$ 354,24
74978	ESTRUTURA SOLO MONO H3 8 MODULOS MESA DUPLA 886N CCM	Em estoque	50	R\$ 1.401,54	R\$ 70.077,00
TOTAL: R\$ 321.467,61					