



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro Paulo Volkweis

**Estimativa de Produção de Sistemas Fotovoltaicos a partir de Imagens Ortorretificadas
Obtidas por Aerofotogrametria com Drones**

Florianópolis

2024

Pedro Paulo Volkweis

**Estimativa de Produção de Sistemas Fotovoltaicos a partir de Imagens Ortoretiladas
Obtidas por Aerofotogrametria com Drones**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Eng. Eletricista Thiago Fonseca Rech, Me.

Coorientador: Prof. Dr. Roberto Francisco Coelho

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Volkweis, Pedro Paulo
Estimativa de Produção de Sistemas Fotovoltaicos a
partir de Imagens Ortorretificadas Obtidas por
Aerofotogrametria com Drones / Pedro Paulo Volkweis ;
orientador, Thiago Fonseca Rech, coorientador, Roberto
Francisco Coelho, 2024.
67 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3.
Drones. 4. Fotogrametria. 5. Simulação. I. Rech, Thiago
Fonseca. II. Coelho, Roberto Francisco. III. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. IV. Título.

Pedro Paulo Volkweis

**Estimativa de Produção de Sistemas Fotovoltaicos a partir de Imagens Ortoretificadas
Obtidas por Aerofotogrametria com Drones**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 12 de Dezembro de 2024.

Miguel Moreto
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Eng. Eletricista Thiago Fonseca Rech, Me.
Orientador

Prof. Jéssika Melo de Andrade, Dr.
Avaliadora

Eng. Eletricista Alberto Besen Borges
Avaliador

Aos meus pais, **Pedro** e **Cleusa**, pelo dom da vida, suporte e apoio incondicional. Aos meus irmãos, **Pedro** e **Gabriela**, por me ajudarem a crescer. À **Natalia**, minha réstia de sol nesse universo obscuro. À **Dalila**, pela sua pureza e inocência canina alegrar a vida. Aos meus amigos, por fazerem parte dessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, **Pedro** e **Cleusa**, que, por mais tempo que essa jornada tenha levado, estiveram sempre presentes, fornecendo um suporte inigualável. Vossos anseios finalmente serão realizados. Sou grato por todos os ensinamentos e por me permitirem seguir nessa carreira.

Aos meus irmãos, **Pedro**, em quem tanto me espelhei como exemplo de uma pessoa multivalente, de conhecimentos tão diversos e ética louvável. À **Gabriela**, exemplo de pessoa ativa e proativa, cuja disposição e tenacidade para seguir em frente com seus desejos são invejáveis. Seus auxílios em minha formação como pessoa, desde gosto musical a hobbies, foram essenciais.

À **Natalia**, minha namorada, sem você eu nada seria. A sua ajuda foi impreterível para que eu conseguisse chegar até onde estou, me apoiando em todas as decisões e tornando tempos obscuros em dias mais lindos. Crescer junto de ti tem sido, é e continuará sendo a melhor época da minha vida. Obrigado por trazer a **Dalila** para nossas vidas. Um gesto tão importante, como o de fornecer um lar para um animal necessitado, quem diria, poderia nos trazer tanta alegria.

À **Janete**, minha segunda mãe, por ter sido, durante grande parte desse tempo, meu apoio e minha única familiar próxima.

Aos **Rafael** e **Ruan**, meus primeiros amigos no curso, juntos até o fim. Nossos caminhos podem ter se separado, mas a amizade nunca esvaecerá.

Ao **Augusto**, pelo encontro ao acaso, predestinado por forças maiores. Uma amizade que é nada menos que irmandade, fortalecida ao longo do tempo. Obrigado por me apresentar ao **Luigi**, que em pouco tempo se tornou parte essencial da nossa existência.

Aos **Arthur**, **Bruno**, **Rodrigo** e **Caetano**, **Henrique**, por comporem, por tantos anos, os grupos. Foram poucos encontros, mas todos memoráveis.

À **ElektSolar**, pelo fornecimento dos dados e por me permitir trabalhar e aprender tudo sobre energia fotovoltaica de forma prática, desenvolvendo conhecimentos ao longo desses quatro anos. Ao **Umberto**, por ter me aceito nessa etapa importante do meu desenvolvimento pessoal; seus ensinamentos foram primordiais para este trabalho.

Ao **Alberto**, pelo apoio, pelos conhecimentos compartilhados e pela contínua amizade.

Aos **Bruno** e **Vinicius**, pelos conhecimentos práticos, tanto elétricos quanto civis.

Ao meu orientador, **Thiago**, pela orientação neste trabalho. Sua excelência, paciência e disponibilidade me permitiram escrever esta obra de uma forma, espero eu, compreensível.

Ao meu coorientador, **Roberto**, por me conduzir nessa etapa e aceitar meu trabalho.

À **UFSC**, por fomentar a busca pelo conhecimento e possibilitar essa jornada.

*“Walking through the silence
Already made it through the night
There will be a new day
Whenever the sun rises.”
("Low Lands", Gojira)*

RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem para a integração do mapeamento aéreo com drones e softwares de simulação no planejamento de sistemas fotovoltaicos. O estudo investiga o uso de drones para captura de imagens aéreas e a geração de ortomosaicos georreferenciados, aplicados no software *PV*SOL* para análises e simulações detalhadas. A técnica permite identificar regiões de sombreamento e analisar o efeito na estimativa de geração de energia pela configuração de arranjos fotovoltaicos. Os resultados são comparados com métodos analíticos de projeto e dados de geração de sistemas reais, demonstrando que a solução proposta pode melhorar a eficiência no planejamento e na execução de sistemas solares. O uso combinado de drones e softwares de simulação é uma ferramenta promissora para aumentar a precisão do dimensionamento e otimizar o desempenho energético.

Palavras-chave: Fotogrametria. Drones. Simulação fotovoltaica.

ABSTRACT

This study explores the integration of drone-based aerial mapping and simulation software in photovoltaic system planning. It examines how drones capture aerial imagery to produce georeferenced orthomosaics, which are utilized in PV*SOL software for detailed shading analysis and simulation. This method facilitates the evaluation of shading, photovoltaic array configuration, and energy production estimates. Results are compared against analytical design methods and real system data, showing that the proposed approach enhances planning efficiency and system implementation. The findings suggest that combining drones with simulation software is an effective strategy to refine design precision and improve energy performance.

Keywords: Photogrammetry. Drones. Photovoltaic Simulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Elétrica do Brasil.	16
Figura 2 – Matriz Elétrica Global.	16
Figura 3 – Evolução da potência instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil.	17
Figura 4 – Exemplo de vista ortorretificada resultante de um sobrevoo com <i>overlap</i> insuficiente para a aplicação.	22
Figura 5 – Exemplo de <i>overlap</i> criado durante o processo de fotogrametria no topo de estruturas altas por insuficiência de altura de voo.	22
Figura 6 – Representação simplificada do SfM.	23
Figura 7 – Ilustração do processo de identificação de <i>keypoints</i> através do SIFT.	24
Figura 8 – Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica	30
Figura 9 – Mecanismo de simulação de radiação solar no software <i>PV*SOL</i>	38
Figura 10 – Mecanismo de simulação do gerador fotovoltaico do <i>PV*SOL</i>	40
Figura 11 – Fluxograma da metodologia apresentada.	41
Figura 12 – Traçado das fotos capturadas em voo manual.	44
Figura 13 – Traçado das fotos capturadas em voo programado, em padrão de malha.	44
Figura 14 – Ortomosaico obtido conforme voo realizado na Figura 13.	45
Figura 15 – Curvas características de um módulo e de dez módulos para diferentes irradiações (G).	48
Figura 16 – Representações simuladas do sistema fotovoltaico com diferentes configurações e perfil de sombreamento.	50
Figura 17 – Imagens de comparação entre o sistema fotovoltaico simulado e o real.	52
Figura 18 – Perfil de sombreamento do <i>Carport</i>	52
Figura 19 – Irradiação horária média mensal com inclinação de 0°.	54
Figura 20 – Irradiação horária média mensal com inclinação de 20°.	54
Figura 21 – Comparação de Geração de Energia Anual (MWh).	55
Figura 22 – Comparação geração medida x geração simulada - Sistema <i>Carport</i>	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros da equação do modelo fotovoltaico	31
Tabela 2 – Variáveis adicionais fornecidas pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos. .	32
Tabela 3 – Detalhes Técnicos e Comparativos dos Softwares de Simulação PV.	36
Tabela 4 – Divisão das variáveis do modelo de irradiação em entrada, calculados e saída.	39
Tabela 5 – Divisão das variáveis do modelo do gerador fotovoltaico em entrada, calculados e saída.	40
Tabela 6 – Parâmetros Elétricos do Módulo JAM72S30-550/MR em Condições STC. .	47
Tabela 7 – Configuração utilizada na simulação exemplo.	49
Tabela 8 – Configuração utilizada na simulação do sistema fotovoltaico implementado.	51
Tabela 9 – Comparação de geração de energia mensal para diferentes ângulos de inclinação (0° e 20°), em kWh.	53
Tabela 10 – Comparação de geração de energia por mês.	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Brito
SIN	Sistema Interligado Nacional
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
VANT	Veículo Aéreo Não Tripulado
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FDI	Fator de Dimensionamento Inversor
PR	<i>Performance Ratio</i>
SfM	<i>Structure From Motion</i>
3D	Tridimensional
2D	Bidimensional
SIFT	<i>Scale-Invariant Feature Transform</i>
MVS	<i>Multi-view Stereo</i>
DEM	<i>Digital Elevation Model</i>
DTM	<i>Digital Terrain Model</i>
GCP	<i>Ground Control Point</i>

GPS	<i>Global Positioning System</i>
GNSS	<i>Global Navigation Satellite Systems</i>
RTK	<i>Real-Time Kinematics</i>
LiDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
GSD	<i>Ground Sampling Distance</i>
FOV	<i>Field of View</i>
BTI	<i>Beam Tilted Irradiance</i>
BHI	<i>Beam Horizontal Irradiance</i>
DTI	<i>Diffuse Tilted Irradiance</i>
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
RTI	<i>Reflected Tilted Irradiance</i>
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
GTI	<i>Global Tilted Irradiance</i>
MA	Método Analítico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivo Geral	18
1.2	Objetivos Específicos	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	Drones	19
2.2	Fotogrametria	19
2.2.1	<i>Conceitos Importantes</i>	20
2.2.1.1	<i>Ground Sampling Distance (GSD)</i>	20
2.2.1.2	<i>Área de Cobertura da Imagem (Footprint)</i>	21
2.2.1.3	<i>Sobreposição de Imagens (Overlap)</i>	21
2.2.2	<i>Processamento de Imagens</i>	23
2.2.2.1	<i>Criação de Tie Points (Pontos de Ligação)</i>	24
2.2.2.2	<i>Geração da Nuvem de Pontos (Dense Point Cloud)</i>	25
2.2.2.3	<i>Reconstrução 3D e Criação de Malhas (Meshes)</i>	25
2.2.2.4	<i>Criação de Ortomosaicos</i>	26
2.2.2.5	<i>Correção de Erros e Refinamento</i>	26
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	27
2.3.1	<i>Gerador Fotovoltaico</i>	27
2.3.2	<i>Inversores e Sistemas Fotovoltaicos</i>	28
2.3.2.1	<i>Tipos de Sistemas Fotovoltaicos</i>	28
2.3.2.2	<i>Rastreamento do Ponto de Máxima Potência</i>	28
2.3.2.3	<i>Microinversores</i>	29
2.3.2.4	<i>Inversores String</i>	29
2.3.2.5	<i>Inversores Centrais</i>	29
2.3.3	<i>Modelo equivalente do módulo fotovoltaico</i>	30
2.3.4	<i>Curvas I-V e P-V</i>	31
2.3.5	<i>Impacto da Irradiância, Temperatura e Sombreamento na Geração Fotovoltaica</i>	32
2.3.6	<i>Irradiação em Sistemas Fotovoltaicos</i>	33

2.4	Softwares de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos	34
2.4.1	<i>Fontes de Dados Ambientais</i>	34
2.4.2	<i>Comparação de Softwares de Simulação</i>	35
2.4.3	<i>Escolha do PV*SOL para este Estudo</i>	35
2.4.4	<i>Método de Cálculo no PV*SOL</i>	37
2.4.4.1	<i>Irradiação no PV*SOL</i>	37
2.4.4.2	<i>Modelo do Gerador Fotovoltaico no PV*SOL</i>	39
3	METODOLOGIA	41
4	DESENVOLVIMENTO	43
4.1	Processos da Aerofotogrametria	43
4.1.1	<i>Planejamento de voo e análise de risco</i>	43
4.1.2	<i>Realização do Voo</i>	43
4.1.3	<i>Processamento de Dados</i>	45
4.2	Simulação do Sistema Fotovoltaico	45
4.3	Comparação entre Método Analítico de Projeto e Simulação via PV*SOL	46
4.3.1	<i>Método Analítico de Projeto</i>	46
4.3.1.1	<i>Parâmetros do Módulo Fotovoltaico</i>	47
4.3.1.2	<i>Curvas Características</i>	47
4.3.1.3	<i>Sistema Exemplo PV*SOL</i>	49
4.4	Comparação Sistema Instalado com Simulação via PV*SOL	50
5	RESULTADOS	53
5.1	Comparação de Resultados: PV*SOL versus Método Analítico	53
5.2	Comparação de Resultados: PV*SOL versus Sistema Real	55
6	CONCLUSÃO	57
7	TRABALHOS FUTUROS	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE A – CÓDIGO PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	64
	APÊNDICE B – CÓDIGO MATLAB PARA ANÁLISE FOTOVOLTAICA	66

1 INTRODUÇÃO

Em 2023, cerca de 84% da matriz elétrica do Brasil foi composta por fontes renováveis, como hidráulica, eólica, solar e biomassa, consolidando o país como uma referência internacional em energia limpa (MME, 2023), conforme ilustrado na Figura 1. Esse perfil contrasta com a matriz elétrica global, onde, em média, as fontes fósseis ainda predominam (EPE, 2024), como pode ser observado na Figura 2.

Figura 1 – Matriz Elétrica do Brasil.

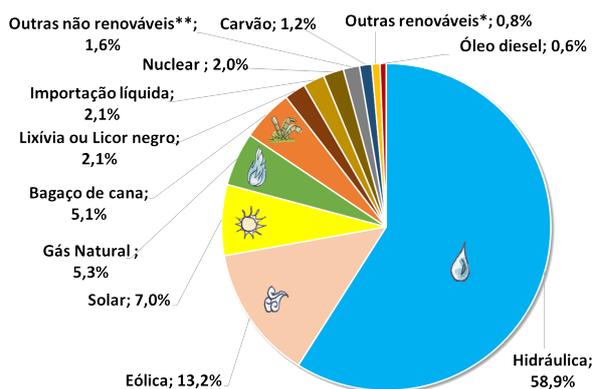
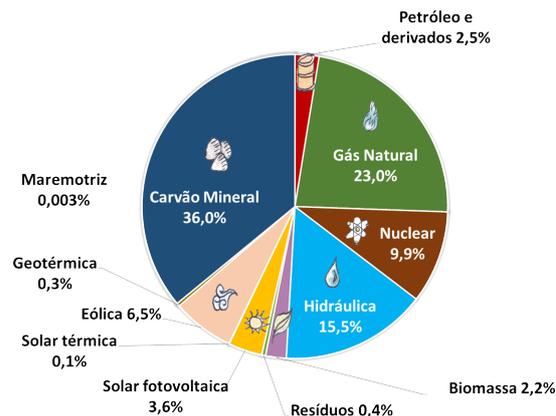


Figura 2 – Matriz Elétrica Global.



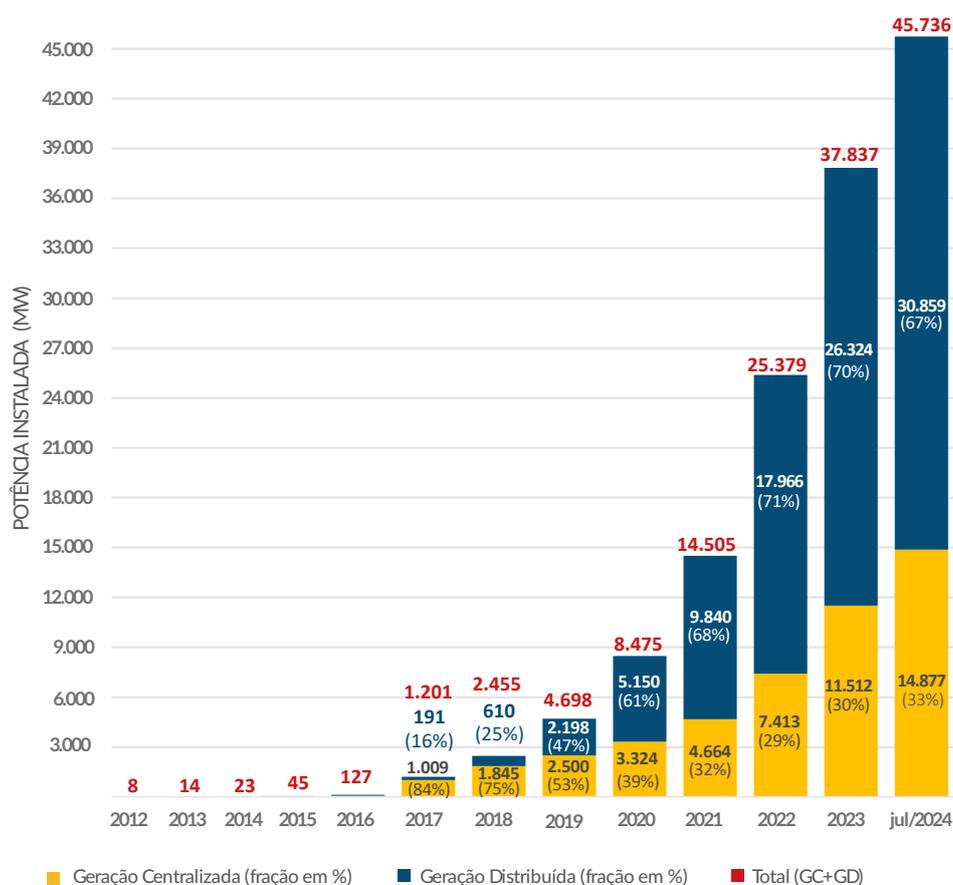
Fonte: (EPE, 2024).

A energia fotovoltaica tem apresentado um crescimento acelerado entre as fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, conforme ilustrado na Figura 3. Somente em 2023, a potência instalada interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foi acrescida em 3 Gigawatts, tornando-se uma das principais responsáveis pela expansão da capacidade instalada do país (MME, 2023). Por ser uma tecnologia cuja produção é altamente dependente de fatores ambientais, cada projeto voltado à geração fotovoltaica, distribuída ou centralizada, requer dimensionamento e acompanhamento personalizado. Além disso, é frequente o aproveitamento de locais já existentes para instalação, como telhados e coberturas.

Devido o aumento da participação no *mix* elétrico brasileiro, emergiu um grande mercado de desenvolvimento de ferramentas voltadas ao dimensionamento, análise, simulação, instalação e inspeção dos sistemas fotovoltaicos. Entre as tecnologias emergentes, o uso de drones¹ se destaca como uma solução. Com a redução dos custos e os avanços tecnológicos, o uso de drones tornou-se mais acessível (Madawalagama *et al.*, 2016), permitindo inspeções precisas, podendo verificar elementos de sombreamento que causam pontos quentes (*hotspots*) ou perdas de geração, e garantindo manutenção eficiente, ao reduzir o tempo de inspeção e os custos operacionais dos sistemas fotovoltaicos (Oliveira; Aghaei; Rütther, 2020).

¹ Veículo Aéreo Não Tripulado (VANT) e controlado remotamente, podendo também voar de forma autônoma.

Figura 3 – Evolução da potência instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ABSOLAR, 2024).

Entre as principais aplicações dos drones no setor fotovoltaico, destacam-se:

- Inspeção visual em áreas de difícil acesso para verificação de estruturas e componentes;
- Termografia aérea para a identificação de falhas nos módulos solares, possibilitando a detecção precisa de pontos quentes e defeitos nos módulos (Oliveira; Aghaei; Rüther, 2020);
- Transporte de equipamentos em regiões montanhosas, facilitando o envio de materiais para locais de difícil acesso, especialmente em terrenos irregulares (DJI, 2023);
- Coleta de imagens e dados para aerofotogrametria, cujo pós-processamento é usado para a simulação de sistemas fotovoltaicos.

O pós-processamento dos dados coletados pelos drones permite a obtenção de informações valiosas para o dimensionamento e manutenção dos sistemas fotovoltaicos. Uma simulação detalhada, baseada nesses dados, pode garantir a execução bem-sucedida do projeto. Em instalações sobre coberturas ou em solo, as informações críticas que impactam tanto o desempenho quanto o custo do sistema incluem:

- Medidas exatas do telhado ou terreno;
- Identificação de elementos de sombreamento;
- Cálculo das distâncias dos trajetos de cabos elétricos;
- Análise da disposição topográfica, particularmente em usinas em solo.

O mapeamento aéreo realizado por drones, conhecido como aerofotogrametria, tem se consolidado como uma ferramenta eficaz para a coleta de dados precisos. Essa técnica é especialmente útil para obter informações topográficas em usinas solares de solo, embora não substitua completamente os levantamentos topográficos tradicionais, que não são afetados por obstáculos como árvores ou edifícios. Além disso, os dados obtidos por aerofotogrametria são georreferenciados, o que facilita a integração com outras infraestruturas e sistemas, contribuindo para um planejamento mais eficiente e detalhado.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é, com auxílio do mapeamento aéreo com drones, realizar simulações em ambiente computacional da produção de sistemas fotovoltaicos.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudar o processo de aerofotogrametria;
- Coletar dados através do mapeamento aéreo com drones;
- Processar os dados obtidos com o auxílio do software de processamento de imagens Metashape para obtenção de uma imagem ortorretificada;
- Analisar a metodologia para importação de imagens ortorretificadas no software *PV*Sol*;
- Comparar o *PV*Sol* com métodos clássicos de projetos fotovoltaicos na obtenção de previsões de geração;
- Comparar a previsão de geração de energia da simulação em *PV*Sol* obtida pelo método de imagens ortorretificadas com dados históricos de geração de um sistema implementado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, será discutido o corpo de pesquisa e práticas existentes relacionadas da fotogrametria, uso de drones e simulação de sistemas fotovoltaicos, bem como a integração dessas duas tecnologias.

2.1 Drones

Os Drones foram inicialmente desenvolvidos para uso militar antes da Segunda Guerra Mundial (Chan; Nirmal; Cheaw, 2018), amplamente utilizados em conflitos como a Guerra do Iraque (Nonami, 2018). Com os avanços na miniaturização de sensores e processadores, surgiram drones comerciais leves e autônomos. O lançamento do AR Drone pela Parrot em 2010 e a popularização da série Phantom da DJI em 2013 impulsionaram o crescimento da indústria civil de drones (Nonami, 2016).

Dentre os usos civis possíveis, os drones têm-se apresentado como ferramentas adequadas para a coleta de dados precisos em diversas áreas. Para área de fotogrametria, em especial, os drones proporcionam características ideais para sua aplicação tais como a capacidade de voar em baixas altitudes e a facilidade de uso. Além disso, para esta aplicação mesmo drones de baixo custo podem ser utilizados, visto que, fornecem dados precisos o suficiente (Madawalagama *et al.*, 2016; Barbosa; Jr.; Narciso, 2024).

Por este motivo, a fotogrametria a partir de drones é mais acessível e menos trabalhosa comparada a tecnologias como LiDAR¹ terrestre ou aéreo, que são caras e requerem equipamentos especializados e operadores treinados (Shervais, 2023).

2.2 Fotogrametria

A fotogrametria é uma técnica que utiliza fotografias para realizar medições e criar mapas, modelos 3D ou representações detalhadas de superfícies e objetos, desempenha um papel essencial na obtenção de informações geoespaciais precisas e eficientes (Tommaselli, 2009). Desenvolvida no século XIX pelo coronel francês Aimé Laussedat, consistia em realizar mapas topográficos por meio do uso de balões e câmeras fotográficas. A fotogrametria evoluiu significativamente ao longo do tempo, com maior destaque principalmente da aerofotogrametria, que utiliza câmeras montadas em aeronaves, tais como drones, para capturar imagens aéreas (Tommaselli, 2009).

Historicamente, a fotogrametria teve um papel importante em aplicações militares para reconhecimento e mapeamento durante conflitos, permitindo estratégias mais precisas (Tommaselli, 2009). Atualmente, suas aplicações se expandem para levantamentos topográficos, pla-

¹ LiDAR (*Light Detection and Ranging*) é uma tecnologia de sensoriamento remoto a partir pulsos de laser para medir distâncias até uma superfície, criando um modelo 3D preciso do terreno.

nejamento urbano, arqueologia, agricultura de precisão, além da indústria cinematográfica e de videogames (Statham; Jacob; Fridenfalk, 2020).

No setor fotovoltaico, a aerofotogrametria² pode ser usada para estimar o potencial de geração solar de um determinado local. Também, pode ser utilizada em inspeções termográficas para a manutenção e otimização dos sistemas executados, a partir de uma combinação dos dados visuais com análises térmicas (Fuentes; Moya; Montoya, 2020; Zefri *et al.*, 2018).

2.2.1 Conceitos Importantes

Nesta seção, serão apresentados dois importantes conceitos da fotogrametria para a obtenção de resultados precisos e detalhados no processamento de imagens: a *Ground Sampling Distance* (GSD) e a sobreposição de imagens (*Overlap*) e a área de cobertura da imagem (*Footprint*).

2.2.1.1 *Ground Sampling Distance* (GSD)

O *Ground Sampling Distance* (GSD) refere-se à distância real no solo representada por cada pixel da imagem (Tommaselli, 2009). Um GSD menor implica maior resolução da imagem, resultando em informações geoespaciais mais detalhadas. Na aerofotogrametria, o GSD é diretamente influenciado pela altitude de voo do drone e pelas características da câmera, sendo um fator determinante para a precisão do mapeamento e das análises subsequentes (Mapping, 2024).

A fórmula para calcular o GSD é:

$$GSD = \frac{H_v \cdot \text{Largura do Sensor}}{\text{Distância Focal Real} \cdot \text{Largura da Imagem}} \quad (2.1)$$

Em que:

- **Altura de Voo (H_v):** altura na qual o drone está operando em relação ao plano de decolagem, medida em metros;
- **Largura do Sensor:** dimensão física horizontal do sensor da câmera, em milímetros;
- **Distância Focal Real:** distância efetiva entre a lente e o sensor de imagem, em milímetros;
- **Largura da Imagem:** número de pixels horizontais da imagem capturada.

A escolha de um GSD adequado depende da aplicação específica, pois uma resolução muito alta pode aumentar o tempo e os recursos necessários para o processamento das imagens sem benefícios significativos para determinadas finalidades (Papadopoulou *et al.*, 2021).

² Aerofotogrametria é a fotogrametria aplicada por aeronaves, tripuladas ou não, ou quaisquer outros métodos aéreos.

2.2.1.2 Área de Cobertura da Imagem (*Footprint*)

Após o cálculo do GSD, é determinada a área de cobertura da imagem no solo, ou seja, a extensão que cada fotografia abrange (Mapping, 2024). As dimensões horizontais e verticais dessa área são calculadas pelas seguinte fórmula:

$$\text{Cobertura} = 2 \cdot H_v \cdot \tan\left(\frac{\text{FOV}}{2}\right). \quad (2.2)$$

Em que:

- **Cobertura:** pode ser calculada tanto na direção horizontal quanto vertical, dependendo do valor utilizado para o campo de visão (**FOV**), calculada em metros;
- **FOV:** representa o campo de visão da câmera (*Field of View*³), podendo ser horizontal (**FOV_h**) ou vertical (**FOV_v**).

2.2.1.3 Sobreposição de Imagens (*Overlap*)

A sobreposição das imagens, ou *overlap*, é um indicador de redundância entre as imagens obtidas, essencial para garantir a qualidade da reconstrução tridimensional no processamento fotogramétrico (Tommaselli, 2009). Para assegurar que os algoritmos possam identificar correspondências entre as diferentes imagens capturadas, a sobreposição mínima recomendada é de 60% lateral e 80% frontal (DroneDeploy, 2024b; Mapping, 2024). A equação para calcular a distância entre as imagens é dada por:

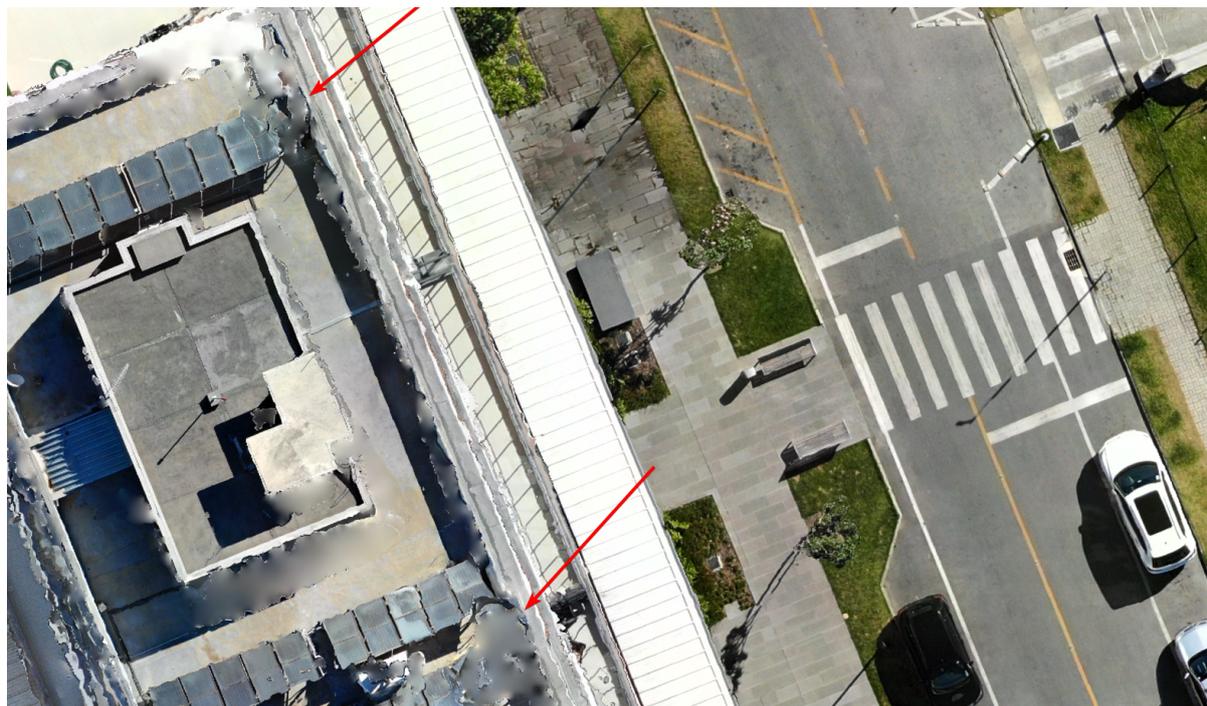
$$\text{Distância entre Imagens (m)} = \text{Cobertura} \cdot \left(1 - \frac{\text{Sobreposição}}{100}\right) \quad (2.3)$$

Essas distâncias permitem calcular o espaçamento adequado entre as imagens capturadas pelo drone, garantindo a cobertura completa da área de interesse.

A sobreposição insuficiente pode gerar lacunas nos dados, comprometendo a qualidade da vista ortorretificada e do modelo 3D reconstruído, conforme apresentado na Figura 4. Observa-se, conforme apontado pelas setas vermelhas, a impossibilidade de identificar características relevantes para a instalação de arranjos, devido à falta de dados.

³ O *Field of View* (FOV) é o ângulo de visão capturado pela câmera, definido pela relação entre o tamanho do sensor e a distância focal da lente. Ele determina a área do terreno visível na imagem, sendo essencial para cálculos de GSD e planejamento de mapeamentos aéreos.

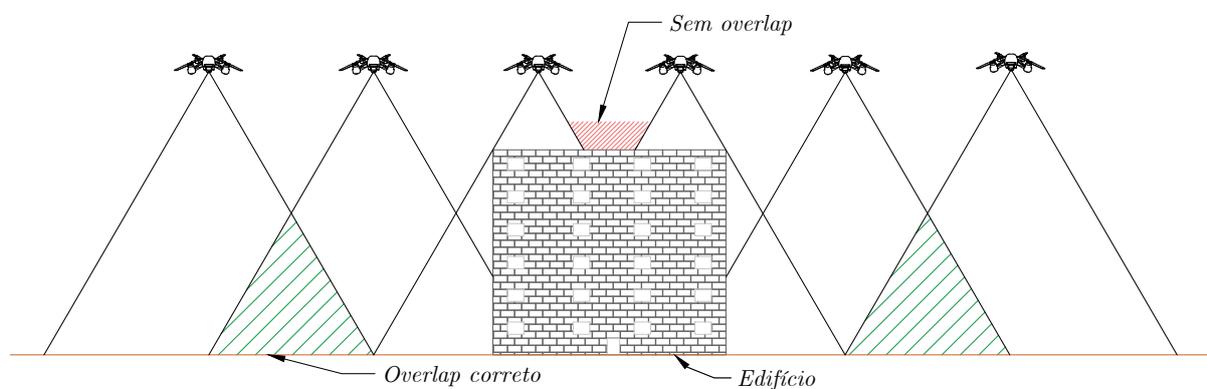
Figura 4 – Exemplo de vista ortoretificada resultante de um sobrevoo com *overlap* insuficiente para a aplicação.



Fonte: O Autor.

No caso apresentado na Figura 4, uma das possíveis falhas é a não adaptação da altura de voo do drone. Conforme demonstrado na Figura 5 quando o objetivo é captar a disposição do topo de um edifício, é fundamental considerar a sobreposição de imagens em relação à altura do prédio para evitar que zonas fiquem sem *overlap*.

Figura 5 – Exemplo de *overlap* criado durante o processo de fotogrametria no topo de estruturas altas por insuficiência de altura de voo.



Fonte: O Autor.

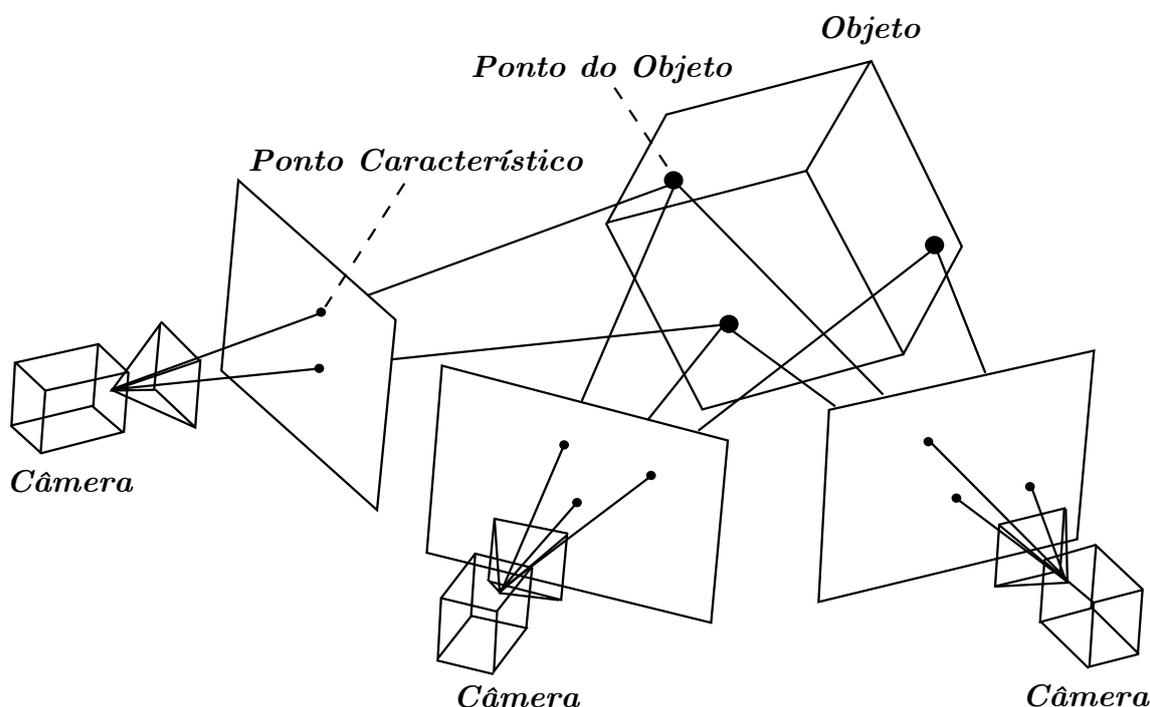
2.2.2 Processamento de Imagens

As imagens obtidas durante o voo podem fornecer informações relevantes para o projetista sobre o local. Para isso, é realizado o processamento de imagens, que transforma as fotografias capturadas pelas câmeras dos drones em modelos tridimensionais (3D) detalhados e mapas topográficos. O *Structure from Motion* (SfM), possibilita a inferência de estruturas 3D a partir de imagens bidimensionais (Ullman, 1979).

Desenvolvido inicialmente por Shimon Ullman, o SfM resolve o desafio de deduzir a estrutura tridimensional e o movimento de objetos com base nas transformações de suas projeções (Ullman, 1979). Esse algoritmo é amplamente utilizado em aerofotogrametria moderna, viabilizando a criação de modelos tridimensionais de alta precisão a partir de imagens aéreas capturadas por VANTs (Franco; Naime, 2021).

Softwares como o *Metashape* (Agisoft, 2023) utilizam o SfM como base para reconstruir modelos tridimensionais a partir de múltiplas imagens bidimensionais. Além disso, esses softwares integram algoritmos de inteligência artificial para classificar pontos e refinar os modelos gerados, aumentando a precisão e eficiência do processamento (Franco; Naime, 2021).

Figura 6 – Representação simplificada do SfM.

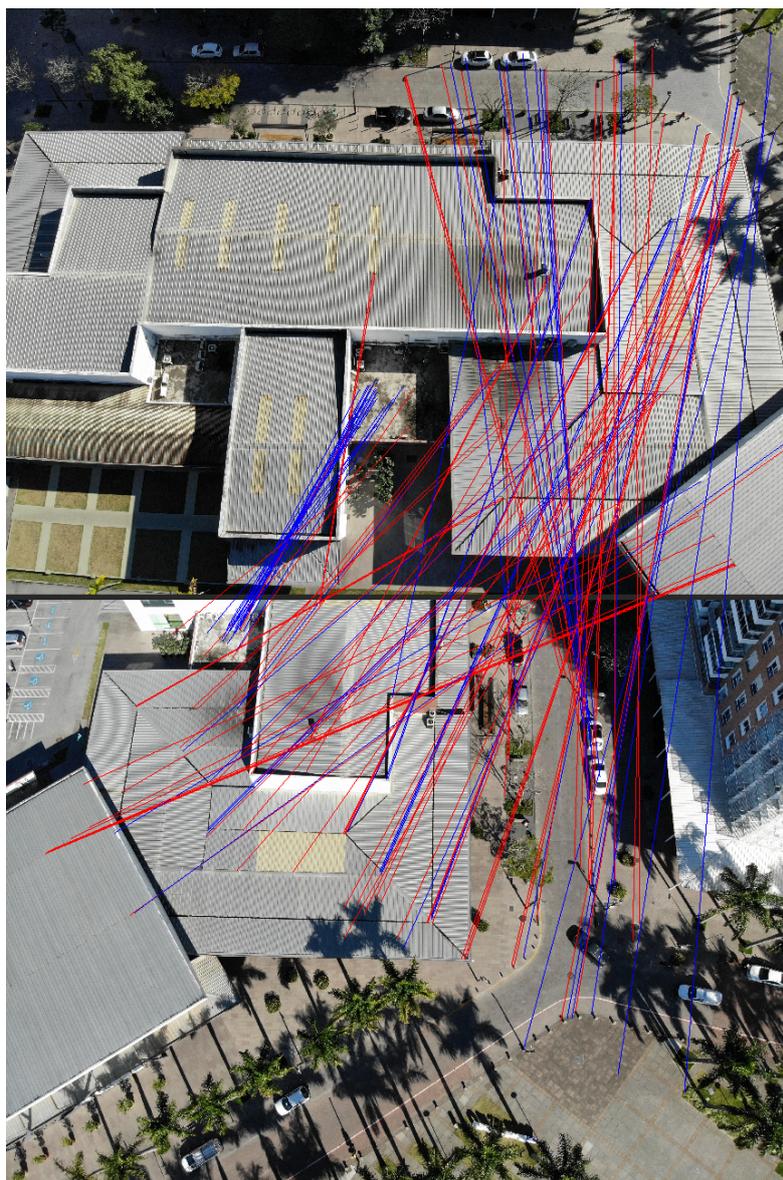


Adaptado de: (Moulon; Monasse; Marlet, 2012).

2.2.2.1 Criação de *Tie Points* (Pontos de Ligação)

No processamento de imagens via SfM, várias fotos de uma característica são capturadas de diferentes ângulos e inseridas em software como o Metashape. A "estrutura" (por exemplo, topografia) da cena é reconstruída com base no "movimento" da câmera (Shervais, 2023). O software identifica características⁴ comuns em múltiplas imagens, conforme Figura 7, chamadas de descritores de pontos-chave (*keypoints*), utilizando o algoritmo *SIFT* (*Scale-Invariant Feature Transform*) (Franco; Naime, 2021).

Figura 7 – Ilustração do processo de identificação de *keypoints* através do SIFT.



Fonte: O Autor.

⁴ Conforme a Figura 7, o *Metashape* identificou pontos com características semelhantes em imagens distintas da mesma estrutura. Linhas em azul representam *keypoints* utilizados e em vermelho *keypoints* ignorados, oriundo das configurações adotadas para gerar os *Tie Points*.

Introduzido por David Lowe em 1999, o SIFT tornou-se essencial na fotogrametria moderna. O algoritmo é composto por quatro etapas: detecção da escala da imagem, localização dos *keypoints*, atribuição de orientações para lidar com variações de rotação e mensuração dos dados de iluminação e distorção dos pontos.

Após a seleção dos *keypoints*, utiliza-se o algoritmo *Bundle Adjustment* (Triggs *et al.*, 2000), que refina a reconstrução 3D, otimizando tanto a estrutura tridimensional quanto os parâmetros da câmera. O objetivo é minimizar o erro do modelo, garantindo que a estrutura e os parâmetros de visualização (pose e calibração da câmera) estejam devidamente ajustados. Isso é feito ajustando os feixes de luz que convergem em cada câmera, otimizando um grande conjunto de parâmetros geométricos. A partir desse processo, obtém-se uma nuvem esparsa de pontos no espaço que se assemelham a estrutura ou topografia desejada.

2.2.2.2 Geração da Nuvem de Pontos (*Dense Point Cloud*)

O algoritmo *Multi-view Stereo (MVS)* é aplicado a nuvem de pontos esparsa para gerar uma nuvem de pontos densa, utilizada como base para os processamentos posteriores. Estes podem ser, ou a geração do Modelo Digital de Elevação (DEM) ou geração de *Meshes* 3D (Franco; Naime, 2021).

O MVS é uma técnica utilizada para reconstruir modelos 3D detalhados a partir de múltiplas imagens de um objeto ou cena (Furukawa; Hernández, 2013). No processo de densificação da nuvem esparsa de pontos, o MVS trabalha para preencher os espaços entre os pontos capturados, criando uma nuvem mais densa e precisa. Isso é feito analisando a correspondência entre várias vistas de uma cena e utilizando a consistência fotométrica para melhorar a geometria do modelo. O MVS depende dos parâmetros de câmera gerados pelo SFM e pelos *keypoints* definidos pelo SIFT, que fornecem a estrutura inicial, ou seja, as posições de câmera e uma nuvem de pontos esparsa, a partir da qual o MVS gera a densificação final.

2.2.2.3 Reconstrução 3D e Criação de Malhas (*Meshes*)

A reconstrução 3D no processo de fotogrametria envolve a criação de malhas (*meshes*) que conectam os pontos da nuvem densa, formando representações contínuas da superfície (Franco; Naime, 2021).

Conforme Furukawa e Hernández (2013) os métodos como *Volumetric Fusion* e *Delaunay triangulation* são empregados para transformar a nuvem de pontos em uma estrutura coesa, onde técnicas como *Marching Cubes* ajudam a extrair superfícies a partir de grades volumétricas. A malha é então texturizada com as imagens originais, conferindo realismo ao modelo 3D. Esse modelo 3D detalhado pode ser utilizado de diversas maneiras, como em visualizações interativas, simulações de sistemas fotovoltaicos ou até mesmo impressões 3D, dependendo do objetivo final.

2.2.2.4 Criação de Ortomosaicos

O ortomosaico é uma imagem de alta resolução formada pela junção de várias imagens ortorretificadas (Franco; Naime, 2021). Diferente de imagens aéreas comuns, os ortomosaicos têm escala uniforme e são geometricamente corretos, sendo ideais para mapeamento e análise detalhada de áreas específicas. No setor fotovoltaico, eles são usados para avaliar locais de instalação, identificar obstáculos e analisar a topografia da área.

A ortorretificação corrige as distorções nas imagens causadas pela perspectiva da câmera e pela topografia do terreno (Tommaselli, 2009). Esse processo gera imagens georreferenciadas com escala uniforme, onde todas as estruturas são visualizadas em projeção paralela, sem o efeito de paralaxe⁵. Esse procedimento é crucial para a criação de mapas precisos, especialmente em aplicações que exigem medições exatas, como o planejamento de instalações fotovoltaicas.

2.2.2.5 Correção de Erros e Refinamento

Durante o processamento de imagens oriundos de aerofotogrametria, podem ocorrer erros e distorções que afetam a qualidade dos modelos 3D. Softwares avançados, como o Metashape, utilizam algoritmos para detectar e corrigir essas imprecisões automaticamente (Shervais; Dietrich; Lauer, 2019). No entanto, a precisão do resultado final pode ser aprimorada por meio de diversas técnicas e ferramentas, entre elas:

- **Ground Control Points (GCPs):** pontos de controle posicionados em solo e validados com dispositivos GPS de alta precisão. São utilizados para melhorar o posicionamento georreferenciado e erros na escala, rotação e posição do modelo.
- **Correção Real-Time Kinematic (RTK):** o RTK é uma técnica de posicionamento relativo que fornece dados para correção de posição em tempo real, utilizando uma estação base fixa, que faz uso de sistemas GNSS.
- **Pontos de Marcação:** pontos de referência manualmente adicionados em múltiplas imagens para auxiliar no alinhamento, especialmente úteis quando os GCPs não estão disponíveis.
- **Barras de Escala:** dispositivos físicos de comprimento conhecido, colocados no campo de visão das câmeras, que permitem manualmente assegurar a escala obtida pelo processamento.

Caso um mapeamento aéreo necessite de consistência posicional georreferenciada, a utilização dos métodos supracitados é impreterível, pois cada um complementa as deficiências impostas pelos outros métodos (DroneDeploy, 2022).

⁵ O efeito de paralaxe refere-se à variação aparente na posição de um objeto em relação ao seu fundo, percebida quando o ponto de observação é alterado ou quando o observador está em movimento.

Por exemplo, utilizando apenas um drone com sistema de posicionamento baseado em GPS, a precisão posicional atingível é de 1 a 2 metros. Com as correções RTK, essa precisão melhora para cerca de 1 a 3 centímetros (ArduSimple, 2024; DJI, 2018). Porém, sem a utilização de GCPs, apenas com correções RTK não é possível resolver problemas de distorção, como escala e rotação (Dima, 2023).

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

A necessidade de fontes de energia renováveis levou a um aumento significativo na pesquisa e implementação de sistemas fotovoltaicos.

Nesta seção serão explorados os componentes de um sistema fotovoltaico.

2.3.1 Gerador Fotovoltaico

A exploração da conversão de energia solar em elétrica começou em 1839, com Edmond Becquerel, que identificou o efeito fotovoltaico (Borges, 2020). O primeiro dispositivo fotovoltaico foi construído em 1876, e a produção industrial começou em 1956, sendo usada principalmente em programas espaciais. Após a crise energética de 1973-74, o uso de células fotovoltaicas se expandiu para aplicações terrestres (CRESESB, 2008).

As células fotovoltaicas, também chamadas de células solares, convertem diretamente a radiação solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Nesse processo, a radiação solar é absorvida por materiais semicondutores, como o silício, que geram elétrons livres ao serem excitados pelos fótons. As lacunas, que são regiões deixadas pela ausência de elétrons nos átomos, também desempenham um papel fundamental, permitindo o movimento de carga no material semicondutor. Esses elétrons são transportados pela junção p-n⁶ e coletados nos terminais, gerando corrente elétrica (Borges, 2020).

A eficiência das células fotovoltaicas depende da qualidade do semicondutor, da largura de banda, da concentração de portadores de carga e da temperatura ambiente. Temperaturas elevadas podem levar ao estreitamento da junção p-n e à redução da tensão fotogerada, o que diminui a potência e a eficiência da célula fotovoltaica.

O estudo dessas variáveis extrínsecas, como a irradiação e a temperatura, é necessário para otimizar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, e será abordado mais adiante para fundamentar simulações e cálculos de eficiência em diferentes condições climáticas.

As células fotovoltaicas são, tipicamente, conectadas em série para formar um módulo fotovoltaico (Coelho; Schmitz; Martins, 2022). Cada célula fotovoltaica individual geralmente gera uma potência de aproximadamente 4 a 6 Wp (Watt-pico), dependendo do material e da

⁶ A junção p-n é a interface entre dois tipos de materiais semicondutores, o tipo p (com excesso de lacunas) e o tipo n (com excesso de elétrons), formando a base de dispositivos como diodos e células solares, ocorre a separação de cargas para geração de corrente elétrica.

eficiência da célula. Módulos de alta potência, como aqueles com 600 Wp, são compostos por cerca de 120 a 144 *half-cells*⁷ interconectadas. Para alcançar a produção de energia desejada, vários módulos são interconectados em série e/ou paralelo, formando arranjos que compõem o sistema fotovoltaico, otimizando a eficiência e a geração de eletricidade.

2.3.2 Inversores e Sistemas Fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica ou dispositivos locais. Além dessa conversão, os inversores empregam algoritmos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)⁸ para otimizar a geração, mesmo em condições variáveis de irradiância e temperatura (Borges, 2020).

2.3.2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Segundo Silva *et al.* (2019), há três categorias principais de sistemas fotovoltaicos:

- **Sistemas Conectados à Rede (SFVCR):** o inversor sincroniza a energia gerada com a rede elétrica, permitindo que a energia excedente seja injetada na rede e compensada posteriormente. Esses sistemas são amplamente utilizados em aplicações residenciais e comerciais, onde a compensação por meio de créditos de energia ainda é a alternativa com o melhor custo-benefício.
- **Sistemas *Off-Grid*:** atuam de forma isolada da rede elétrica geral, utilizando baterias para armazenar a energia gerada e fornecer localmente eletricidade durante períodos sem insolação.
- **Sistemas Híbridos:** combinam características dos sistemas conectados à rede e *off-grid*, permitindo tanto o armazenamento em baterias, quanto a injeção de excedentes na rede elétrica.

2.3.2.2 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

A função do MPPT é garantir que o sistema fotovoltaico opere no ponto de máxima potência, a relação entre corrente e tensão do módulo gera a maior quantidade de energia possível. A eficiência elevada do sistema está diretamente relacionada à capacidade dos algoritmos de MPPT de se adaptar a variações na irradiância e na temperatura. Entre os algoritmos mais

⁷ *Half-cells* são células solares cortadas ao meio, o que reduz perdas resistivas e melhora a eficiência geral do módulo (YYC, 2023).

⁸ *Maximum Power Point Tracking*

utilizados, destacam-se o *Perturb and Observe*⁹ e *Incremental Conductance*¹⁰. O uso desses algoritmos permite que os sistemas mantenham alta performance mesmo em condições de irradiação variáveis.

2.3.2.3 Microinversores

Os microinversores são pequenos inversores destinados a atender, usualmente, de um a quatro módulos fotovoltaicos. Esses dispositivos apresentam tensões e correntes de entrada compatíveis com as características dos módulos individuais, como um microinversor de 500 W associado a um módulo de 600 Wp, permitindo aproveitamento quase total da energia gerada, evitando perda por ceifamento. Uma vantagem dos microinversores é a maior flexibilidade na instalação e monitoramento individualizado dos módulos (NeoSolar Energia, 2024).

Em termos de desvantagens, destaca-se o aumento na dificuldade de manutenção e preocupações com a vida útil do dispositivo, visto que os microinversores são instalados diretamente abaixo dos módulos e, portanto, operam constantemente em temperaturas elevadas (NeoSolar Energia, 2024).

2.3.2.4 Inversores String

Os inversores de string são amplamente utilizados em sistemas comerciais, industriais e residenciais. Esses inversores permitem a conexão de vários módulos em série, formando arranjos (*strings*), com tensões que podem chegar a 1500 V. Em sistemas menores, com potências abaixo de 20 kW, é comum encontrar inversores com 1 a 2 MPPTs. Já em instalações maiores, como sistemas de 800 V (tensão de linha), podem ser encontrados inversores com até 16 MPPTs. Inversores de menor porte, geralmente abaixo de 100-150 kW, operam em tensão de linha de 380 V (Pintão, 2024).

2.3.2.5 Inversores Centrais

Os inversores centrais são utilizados em grandes usinas de geração centralizada. Esses inversores são projetados para lidar com altas potências, acima de 1 MVA, geralmente com 1 a 3 MPPTs. Usualmente, inversores centrais são soluções integradas em *skids*, que incluem o conjunto de equipamentos para conversão, transformação e proteção elétrica da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos (Rodrigues, 2024).

⁹ O algoritmo *Perturb and Observe* funciona ajustando a tensão do sistema de forma iterativa, observando se a potência gerada aumenta ou diminui.

¹⁰ O *Incremental Conductance* calcula a derivada da potência em relação à tensão, determinando o ponto exato de máxima potência com maior precisão (Bion, 2024)

2.3.3 Modelo equivalente do módulo fotovoltaico

Para compreender o comportamento elétrico do módulo fotovoltaico, utiliza-se o modelo de diodo único conforme a Figura 8, que simplifica o funcionamento do módulo, representando-o por meio de uma fonte de corrente em paralelo com um diodo e resistências série e paralela. Com este modelo, é possível prever o desempenho e calcular as curvas de corrente e tensão (I-V) e potência e tensão (P-V) em diferentes condições ambientais. Dessa forma, ele permite estimar a influência de fatores como temperatura e irradiância nos níveis de tensão, corrente e eficiência do módulo, tornando-se uma ferramenta indispensável em simulações computacionais para estimar a geração fotovoltaica. Adicionalmente, o modelo pode ser expandido para incluir outros elementos do sistema, como inversores fotovoltaicos e linhas de transmissão, permitindo uma análise mais abrangente e realista do desempenho do sistema em condições reais de operação (Ramos-Leaños; Naredo; Gutierrez-Robles, 2012; Lima *et al.*, 2020).

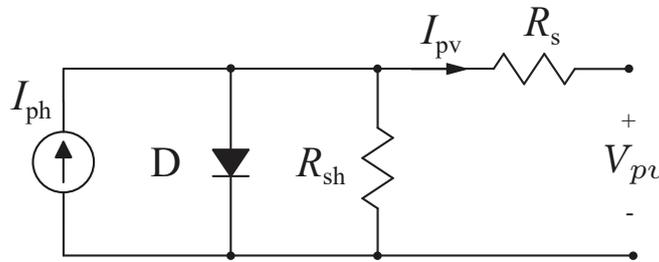


Figura 8 – Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica

A equação 2.4 descreve matematicamente o modelo, e os parâmetros são dados pela Tabela 1.

$$I_{PV} = \frac{G}{G^{STC}} I_{PH}^{STC} \left[1 + \alpha(T - T^{STC}) \right] - I_S^{STC} \left(\frac{T}{T^{STC}} \right)^3 \left(e^{\frac{q(R_s I_{PV} + V_{PV})}{AkT}} - 1 \right) - \frac{q}{eAk} \left(E_{G0} - \frac{k_1 T^2}{T + k_2} \left(\frac{1}{T^{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right) - \frac{R_s I_{PV} + V_{PV}}{R_p}. \quad (2.4)$$

Os parâmetros da equação 2.4 estão listados na Tabela 1. Os valores com sobrescrito STC^{11} referem-se às condições padrão de teste, que correspondem a uma temperatura de célula de 25°C e uma irradiância de 1000 W/m².

Além disso, a partir da relação entre tensão e corrente, é possível identificar o ponto de máxima potência (do inglês, Maximum Power Point - MPP), que é a condição em que o módulo

¹¹ As Condições Padrão de Teste (Standard Test Conditions - STC) são um conjunto de parâmetros utilizados para garantir a consistência na avaliação e comparação do desempenho de módulos fotovoltaicos.

fotovoltaico opera com máxima eficiência, fornecendo a maior potência possível. O MPP pode ser visualizado na curva característica de potência versus tensão (P-V), onde a potência, dada pelo produto entre corrente e tensão, atinge o seu valor máximo. A análise combinada das curvas I-V e P-V é fundamental para determinar com precisão o MPP, permitindo a extração otimizada da energia gerada pelo módulo fotovoltaico (Coelho; Schmitz; Martins, 2022).

Tabela 1 – Parâmetros da equação do modelo fotovoltaico

Símbolo	Descrição
I_{PV}	Corrente gerada pelo painel fotovoltaico.
G	Irradiância solar incidente no painel, em W/m^2 .
G^{STC}	Irradiância solar em condições padrão de teste (STC), $1000 W/m^2$.
I_{PH}^{STC}	Corrente de foto-geração sob STC.
α	Coefficiente de temperatura da corrente.
T	Temperatura da célula fotovoltaica em Kelvin (K).
T^{STC}	Temperatura das células em STC.
I_S^{STC}	Corrente de saturação de diodo em STC.
q	Carga elementar do elétron, $1.602 \cdot 10^{-19} C$.
R_s	Resistência série do painel.
V_{PV}	Tensão do painel fotovoltaico.
A	Fator de idealidade do diodo (1 a 2).
k	Constante de Boltzmann, $1.381 \cdot 10^{-23} J/K$.
E_{G0}	Energia de bandgap do material semicondutor em referência.
k_1, k_2	Constantes para variação de E_G com a temperatura.
R_p	Resistência paralela (ou de shunt) do painel.

2.3.4 Curvas I-V e P-V

Para o estudo teórico da produção de energia elétrica dos geradores fotovoltaicos, é fundamental compreender a relação entre corrente e tensão ($I - V$) e potência e tensão ($P - V$), as famosas curvas $I - V$ e $P - V$. O comportamento dessas curvas depende de vários fatores, como o número de células conectadas em série e paralelo, a irradiância, a temperatura de operação, e as características físicas do material semicondutor utilizado nas células.

Entretanto, os parâmetros específicos necessários para calcular a curva $I - V$ completa nem sempre são fornecidos pelos fabricantes. Em geral, os fabricantes disponibilizam apenas valores como a tensão e a corrente no ponto de máxima potência (V_{mp} e I_{mp}), a tensão em circuito aberto (V_{oc}), e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Devido a essa limitação, é necessário resolver um sistema de equações não lineares 2.5 para estimar o comportamento completo da curva $I - V$ e $P - V$ dos módulos fotovoltaicos (Coelho; Schmitz; Martins, 2022). Esse sistema envolve a

equação de modelo de diodo único e utiliza métodos numéricos para convergir para soluções precisas, levando em consideração as condições ambientais específicas e características do módulo, estas obtidas por informações fornecidas pelos fabricantes dos módulos conforme a Tabela 2.

$$\begin{cases} I_{PH}^{STC} - I_S^{STC} \left(e^{\frac{qR_s^{STC} I_{SC}^{STC}}{AkT^{STC}}} - 1 \right) - \frac{R_s^{STC} I_{SC}^{STC}}{R_p} - I_{SC}^{STC} = 0, \\ I_{PH}^{STC} - I_S^{STC} \left(e^{\frac{qV_{OC}^{STC}}{AkT^{STC}}} - 1 \right) - \frac{V_{OC}^{STC}}{R_p} = 0, \\ I_{PH}^{STC} - I_S^{STC} \left(e^{\frac{q(R_s^{STC} I_{mp}^{STC} + V_{mp}^{STC})}{AkT^{STC}}} - 1 \right) - \frac{R_s^{STC} I_{mp}^{STC} + V_{mp}^{STC}}{R_p} - I_{mp}^{STC} = 0, \\ I_{PH}^{STC} - \frac{2V_{mp}^{STC}}{R_p} + I_S^{STC} \left[1 + \frac{q(V_{mp}^{STC} - R_s I_{mp}^{STC})}{AkT^{STC}} \right] e^{\frac{q(R_s^{STC} I_{mp}^{STC} + V_{mp}^{STC})}{AkT^{STC}}} = 0, \\ R_s + \frac{qI_S^{STC} R_p (R_s - R_p)}{AkT^{STC}} e^{\frac{qI_{SC}^{STC} R_s}{AkT^{STC}}} - \frac{qI_{SC}^{STC}}{AkT^{STC}} = 0. \end{cases} \quad (2.5)$$

Tabela 2 – Variáveis adicionais fornecidas pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

Símbolo	Descrição
I_{SC}^{STC}	Corrente de curto-circuito (STC).
V_{OC}^{STC}	Tensão de circuito aberto (STC).
I_{mp}^{STC}	Corrente no ponto de máxima potência (STC).
V_{mp}^{STC}	Tensão no ponto de máxima potência (STC).

2.3.5 Impacto da Irradiância, Temperatura e Sombreamento na Geração Fotovoltaica

A potência gerada por módulos fotovoltaicos é influenciada diretamente pela irradiância, conforme será detalhado na Seção 2.3.6, e pela temperatura de junção das células. A irradiância representa a potência da radiação solar que incide sobre cada metro quadrado da superfície dos módulos. Esse valor é afetado por fatores como a claridade atmosférica¹², ângulo de incidência dos raios solares, presença de sujidade na superfície dos módulos e elementos de sombreamento não difusos.

A temperatura de junção refere-se à temperatura interna das células fotovoltaicas, sendo influenciada não apenas pela temperatura ambiente, mas também por fatores como a ventilação ao redor do módulo, o coeficiente de dissipação térmica dos materiais e o tipo de instalação. Altas temperaturas nas células aumentam a resistência interna, reduzindo a eficiência de conversão energética e, conseqüentemente, a potência gerada.

¹² O índice de claridade atmosférica é definido como a razão entre a radiação solar recebida na superfície terrestre e a radiação extraterrestre. É utilizado para descrever a nebulosidade do céu (Tomaszewski; Soares; Haag, 2018).

Além disso, o sombreamento parcial, mesmo que em pequenas áreas dos módulos, pode provocar pontos de aquecimento (*hotspots*) que aumentam a temperatura local e danificam células, comprometendo o desempenho geral do sistema. Em arranjos fotovoltaicos conectados em série, o sombreamento pode afetar todo o circuito, podendo ser amenizadas na utilização diodos de *bypass* ou otimizadores para minimizar as perdas.

2.3.6 Irradiação em Sistemas Fotovoltaicos

A irradiação solar é um dos fatores decisivos para o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. A quantidade de energia disponível para conversão em eletricidade depende diretamente da intensidade e da distribuição angular da radiação solar sobre os módulos. A irradiação global no plano inclinado (*Global Tilted Irradiance*, GTI) é a soma de três componentes principais, conforme descrito na Equação 2.6 (Delibasic, 2019):

$$GTI = BTI + DTI + RTI \quad (2.6)$$

- **Beam Tilted Irradiance (BTI):** representa a radiação direta que incide sobre um plano inclinado. O cálculo baseia-se na geometria da superfície e no ângulo de incidência (γ_{mod}) em relação à radiação direta horizontal (*Beam Horizontal Irradiance*, BHI):

$$BTI = BHI \cdot \cos(\gamma_M) \quad (2.7)$$

- **Diffuse Tilted Irradiance (DTI):** refere-se à radiação difusa dispersa na atmosfera, que alcança o plano inclinado vindo de várias direções. Modelos como o de Hay & Davies (Hay; Davies, 1980) são amplamente utilizados para estimar essa componente em sistemas de simulação.
- **Reflected Tilted Irradiance (RTI):** trata-se da radiação refletida por superfícies próximas, como solo, vegetação ou neve. A intensidade de RTI depende do coeficiente de albedo (ρ), que varia de acordo com as características da superfície refletora.

Além disso, para superfícies horizontais, a radiação global (*Global Horizontal Irradiance*, GHI) é a soma das componentes direta e difusa:

$$GHI = BHI + DHI \quad (2.8)$$

Os softwares de simulação utilizam essas definições para calcular a irradiação disponível em diferentes condições de instalação (Delibasic, 2019).

2.4 Softwares de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos

A utilização de softwares para simulação de sistemas fotovoltaicos é primordial para prever o desempenho energético (*Performance Ratio* (PR))¹³, otimizar a instalação e avaliar perdas. Diversas ferramentas estão disponíveis no mercado, cada uma com características específicas que atendem a diferentes demandas de projeto. Abaixo, serão discutidos brevemente alguns dos principais softwares utilizados na simulação de sistemas fotovoltaicos (Sathler *et al.*, 2016; Oliveira, 2017).

2.4.1 Fontes de Dados Ambientais

A fidedignidade de uma simulação de sistema fotovoltaico está diretamente relacionada à qualidade da base de dados ambientais utilizada. Muitos softwares de simulação permitem que os valores de irradiação sejam personalizados, permitindo a importação de dados de provedores específicos quando os dados internos são insuficientes ou inexistentes.

É comum a utilização do *Meteonorm*, uma base de dados consolidada desenvolvida pela *Meteotest*, especializada em dados de clima e meteorologia. Essa base de dados é amplamente reconhecida por sua precisão e abrangência global (Remund *et al.*, 2010).

O *Meteonorm* utiliza dados provenientes de estações meteorológicas equipadas com instrumentos de alta precisão, como a *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) (Meteotest, 2024). Essas estações fornecem medições locais confiáveis de irradiância e outros parâmetros meteorológicos, como temperatura e umidade. Para áreas com baixa densidade de estações, o *Meteonorm* integra dados de satélites geoestacionários, preenchendo lacunas e garantindo uma abordagem global.

No contexto brasileiro, destaca-se a 2ª edição do *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, publicada em 2017 pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) (Pereira *et al.*, 2017). Este atlas foi composto por mais de 17 anos de dados satelitais, calibrado para as condições climáticas e atmosféricas do Brasil.

Os resultados do modelo foram validados por comparação estatística com dados medidos por piranômetros instalados na rede nacional de estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pela rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), operada pelo LABREN/INPE (Pereira *et al.*, 2017).

Adicionalmente, o CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Brito) incorporou as informações do Atlas Brasileiro de Energia Solar à ferramenta *SunData*. Esta ferramenta permite a obtenção simplificada de dados climáticos e de irradiação solar para

¹³ O PR quantifica as perdas globais no sistema em relação à energia solar disponível, considerando fatores como ineficiências no inversor, perdas térmicas em fiação, temperatura dos módulos e outros. Ele é calculado pela razão entre a energia efetivamente gerada e a energia solar incidente potencial (Almerao *et al.*, 2022).

coordenadas específicas no território brasileiro, facilitando o planejamento de projetos fotovoltaicos. A funcionalidade do *SunData* é essencial para atualizar e complementar as informações disponíveis no Atlas, contribuindo para a acessibilidade dos dados em análises técnicas.

Dados históricos de temperatura ambiente podem ser obtidos diretamente do INMET, que possui bases de dados abrangentes provenientes de sua rede de estações meteorológicas automáticas e convencionais. Essas bases incluem informações detalhadas como temperatura mínima, máxima, média diária e registros horários, cobrindo grande parte do território nacional.

Embora as bases de dados forneçam informações abrangentes sobre a distribuição espacial e temporal da irradiação solar, é importante notar que seus dados são indicativos e refletem as limitações dos modelos empregados. Em projetos que exigem maior precisão, é indispensável a realização de medições locais diretas da irradiação, temperatura e velocidade do vento por períodos prolongados.

2.4.2 Comparação de Softwares de Simulação

A Tabela 3 apresenta uma comparação técnica dos principais softwares de simulação fotovoltaica, destacando os bancos de dados meteorológicos, modelos de radiação, módulos e inversores, além das perdas consideradas e a presença de ferramentas 3D.

2.4.3 Escolha do *PV*SOL* para este Estudo

Neste trabalho, foi optado pelo *PV*SOL* como software de simulação devido à sua flexibilidade na importação de dados, incluindo imagens ortorretificadas provenientes do mapeamento aéreo com drones. Essas imagens são utilizadas num processo de extrusão de estruturas que representam com precisão os modelos reais, tornando o *PV*SOL* ideal para simulações mais detalhadas e realistas.

Outros softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos foram considerados, como o *PVsyst*, *Solergo* e *Helioscope*. O *PVsyst* é amplamente utilizado para projetos de grande escala, porém apresenta limitações nos métodos utilizados para confecção de cenários 3D. O *Helioscope* é uma plataforma web voltada para o design e simulação de sistemas fotovoltaicos, com destaque para sua integração com bases de dados LiDAR, que podem oferecer uma visão detalhada do terreno, porém ainda carece de robustez para modelagem em áreas com sombreamento significativo. Já o *Solergo* se destaca por sua capacidade de adequação às normas brasileiras, como o dimensionamento de cabos conforme a NBR 5410 e o cálculo tarifário alinhado à Lei Nº 14.300/2022, possui capacidade de modelagem 3D próxima ao *PV*SOL*, porém não oferece versões de uso estudantil impossibilitando sua utilização neste trabalho devido a seu alto custo.

Tabela 3 – Detalhes Técnicos e Comparativos dos Softwares de Simulação PV.

Software	Banco de Dados Meteorológicos	Modelos Utilizados	Perdas Consideradas	Ferramenta 3D
PVsyst	Meteonorm 8.1 (dados de 2009–2017)	<i>Inversor</i> : Eficiência UE ou CEC. <i>Módulo</i> : Diodo simples de Shockley ou Modelo de Sandia. <i>Radiação</i> : Hay ou Perez.	Térmicas, de incidência, ôhmicas, poeira, albedo, sombreamento detalhado, módulos, inversores, perdas em cabeamento e transformador de média tensão, perdas auxiliares (ventilação, perdas ôhmicas em CA), indisponibilidade do sistema.	Sim
PV*SOL Premium	Meteonorm 8.1 (dados de 2009–2017)	<i>Inversor</i> : Função da curva de eficiência. <i>Módulo</i> : Polinomial. <i>Radiação</i> : Reindl, Hay, Perez e Klucher.	Desvio do espectro padrão, perdas de módulos, poeira, cabeamento, perdas térmicas, albedo, sombreamento por módulo, perdas no inversor (faixa de tensão PMP, corrente máxima, potência máxima).	Sim
PVGIS 5	PVGIS–SARAH (2005–2016)	<i>Radiação</i> : Muneer. <i>Inversor</i> : Variante do modelo de King.	Não especificado.	Não
SAM	PVGIS–SARAH	<i>Inversor</i> : Sandia e Carga Parcial. <i>Módulo</i> : Cinco parâmetros (CEC) e Sandia. <i>Radiação</i> : Isotrópico, HDKR e Perez.	Albedo, sombreamento, poeira, conexões, diodos, módulos, inversores e cabeamento.	Importa modelos de sombreamento
Homer Grid	NASA-SEE (1983–2005)	<i>Inversor</i> : Equações referenciadas (King, Duffie e Beckman). <i>Radiação</i> : HDKR.	Fator percentual único para todas as perdas.	Não
PVWatts	SolarGIS, SWERA, Meteonorm 8.1 (dados de 2009–2017)	<i>Inversor e Módulo</i> : PVFORM (Sandia). <i>Radiação</i> : Perez.	Sombreamento e perdas de módulos.	Não
RETScreen	NASA-SEE (1983–2005)	<i>Radiação</i> : Modelo isotrópico simples. <i>Módulo</i> : Baseado no trabalho de Evans.	Não especificado.	Não
PolySun	Meteonorm 8.1 (dados de 2009–2017)	<i>Inversor</i> : Desconhecido. <i>Módulo</i> : H.G. Beyer. <i>Radiação</i> : Perez.	Ventilação, sujeira, degradação, cabeamento e eficiência do inversor.	Importa modelos de horizonte
Solar Pro 4.6	1.600 pontos	<i>Radiação</i> : Modelo de transposição de Hay. <i>Módulo</i> : Modelo de diodo simples.	Não especificado.	Não
PV F-Chart	TMY2	<i>Radiação</i> : Liu e Jordan. <i>Módulo</i> : Baseado no trabalho de Evans.	Não especificado.	Não
Solergo	Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) e dados SONDA (INPE). Suporte a importação via PV-GIS.	<i>Inversor</i> : Curvas típicas de eficiência. <i>Módulo</i> : Simulação de comportamento elétrico básico. <i>Radiação</i> : Perez e fórmula de Evans para cálculo de perdas térmicas.	Ventilação, sombreamento parcial, sujeira, perdas por fiação, eficiência do inversor e perdas térmicas sobre os módulos fotovoltaicos.	Limitada

Adaptado de: (Sathler *et al.*, 2016; Lalwani; Kothari; Singh, 2010; Milosavljević; Kevkić; Jovanović, 2022)

2.4.4 Método de Cálculo no *PV*SOL*

O cálculo da geração fotovoltaica no *PV*SOL* é realizado em etapas, começando pela modelagem da irradiação solar.

2.4.4.1 Irradiação no *PV*SOL*

O processo de simulação de sistemas fotovoltaicos inicia com a determinação da irradiação que incide sobre os módulos (VALENTIN SOFTWARE, 2024a), conforme 2.3.6. Os parâmetros de entrada da simulação que o usuário pode alterar, conforme a Figura 9, são:

- **Localização Geográfica:** a latitude e longitude determinam a posição solar ao longo do dia e do ano, permitindo calcular a trajetória do sol e a radiação incidente;
- **Linha do Horizonte:** determina o comportamento de sombras distantes, causadas pela topografia local, por exemplo a sombra de uma montanha;
- **Determinação do Albedo:** representa a fração de radiação solar refletida pela superfície terrestre para os módulos. Superfícies claras, como neve ou areia, possuem maior albedo, impactando principalmente módulos bifaciais, que podem captar a luz refletida pela superfície incidente em sua parte traseira.

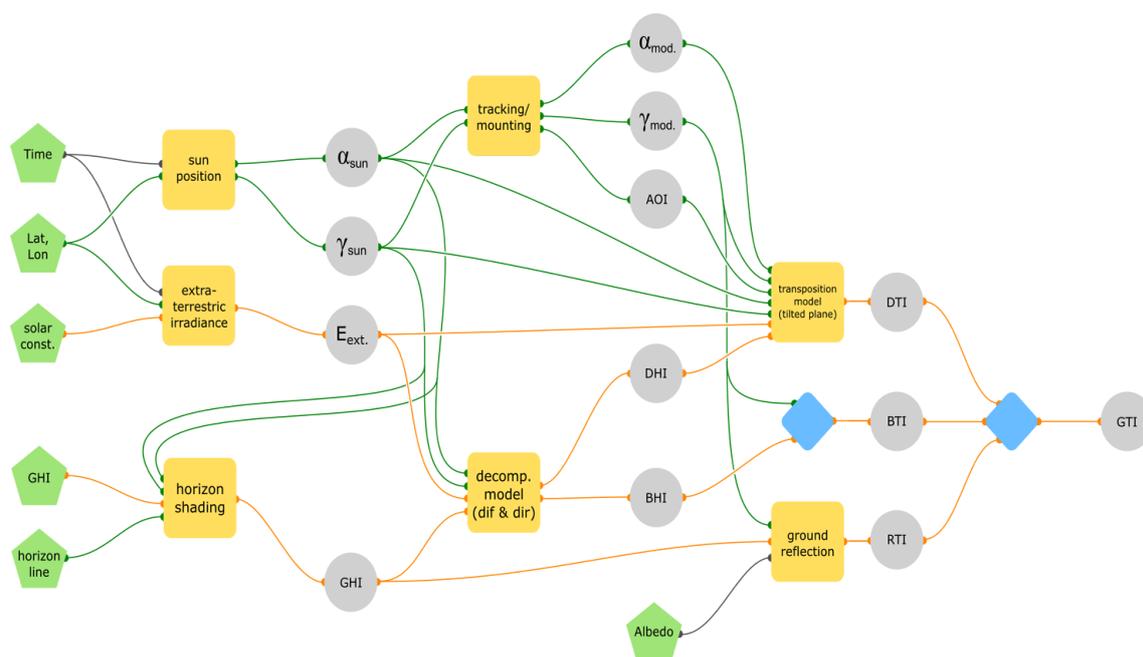
A irradiação global horizontal (GHI) pode ser sintetizada com os dados históricos oriundos do *Meteonorm*, que é incluso diretamente no programa e realiza o cálculo conforme as coordenadas geográficas inseridas, ou calculada a partir de dados de irradiação disponibilizados pelo usuário, usando bases de dados como por exemplo a do *Atlas Brasileiro de Energia Solar* (VALENTIN SOFTWARE, 2024b).

Para calcular a irradiação global no plano inclinado (GTI), diversas subetapas são executadas:

- Cálculo da posição do sol;
- Cálculo da radiação extraterrestre;
- Divisão da irradiação em componentes direta e difusa;
- Cálculo da irradiação no plano inclinado;
- Cálculo da reflexão do solo.

Após realizar essas etapas, com as variáveis conforme a Tabela 4, obtêm-se a irradiação disponível para os módulos fotovoltaicos, permitindo a continuidade da simulação.

Figura 9 – Mecanismo de simulação de radiação solar no software PV*SOL.



Fonte: (VALENTIN SOFTWARE, 2024b).

Quando necessário, a irradiação global, geralmente fornecida em resolução horária, pode ser convertida em valores com resolução de minutos (Hofmann *et al.*, 2014). Essa conversão é essencial para capturar variações rápidas de irradiância ao longo do dia, que são particularmente comuns em cenários com condições climáticas instáveis, como presença de nuvens passageiras ou sombreamento temporário. A resolução temporal em minutos torna-se especialmente útil para simular perdas de rendimento causadas por superdimensionamento do inversor, sombras parciais intensas e sistemas de armazenamento, permitindo uma análise mais precisa do desempenho do sistema em condições dinâmicas.

Além disso, essa abordagem é amplamente utilizada em estudos que envolvem sistemas híbridos, integração com veículos elétricos e situações de dimensionamento superior a 120%, conhecido como fator de dimensionamento do inversor (FDI)¹⁴. O uso de resoluções mais finas é fundamental para identificar picos de potência momentâneos ou sombreamentos parciais agudos que podem ocorrer durante o dia, proporcionando um melhor controle e mitigação de perdas.

Ademais, ao combinar a alta resolução temporal com ferramentas avançadas de simulação, é possível realizar uma análise detalhada do impacto de diferentes estratégias de controle, como a priorização do armazenamento em baterias, uso de inversores híbridos e integração com sistemas de carga de veículos elétricos. Isso fornece uma visão holística do comportamento energético do sistema fotovoltaico, facilitando decisões precisas no planejamento, operação e otimização de sistemas fotovoltaicos modernos.

¹⁴ O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é a razão entre a potência de pico dos módulos fotovoltaicos (potência CC) e a potência máxima exportável (potência CA) pelo inversor fotovoltaico.

Tabela 4 – Divisão das variáveis do modelo de irradiação em entrada, calculados e saída.

Parâmetros de Entrada	
Time	Tempo (resolução horária ou por minuto)
Lat & Lon	Latitude e longitude do local
GHI	Irradiação global horizontal
Albedo	Reflexividade do solo
Horizon line	Linha do horizonte (sombreamento distante)
Parâmetros Calculados	
α_{sun}	Ângulo de elevação solar
γ_{sun}	Azimute solar
E_{ext}	Irradiação extraterrestre
DHI	Irradiação difusa horizontal
BHI	Irradiação direta horizontal
α_{mod}	Ângulo de elevação do módulo
γ_{mod}	Azimute do módulo
AOI	Ângulo de incidência
DTI	Irradiação difusa no plano inclinado
BTI	Irradiação direta no plano inclinado
RTI	Irradiação refletida
Parâmetros de Saída	
GTI	Irradiação global no plano inclinado

2.4.4.2 Modelo do Gerador Fotovoltaico no *PV*SOL*

A modelagem do gerador fotovoltaico é a segunda etapa na simulação dos sistemas fotovoltaicos (VALENTIN SOFTWARE, 2024c). Utilizando os dados do cálculo de irradiação, é possível obter as curvas características dos módulos e estimar a energia efetiva gerada.

No *PV*SOL*, os modelos característicos definem essas curvas em cada intervalo de tempo, módulo a módulo. As curvas individuais são combinadas conforme o arranjo do sistema, resultando na curva característica do campo fotovoltaico completo.

Diferentemente dos métodos analíticos, o *PV*SOL* inclui fatores como o impacto de objetos próximos e a geometria do sistema, que influenciam diretamente o desempenho dos módulos. Por exemplo, o IAM^{15} (Modificador do Ângulo de Incidência) ajusta o desempenho conforme a incidência da radiação solar. Além disso, os dados de *datasheet* e obtidos com um *Flasher*¹⁶ são fundamentais para modelar com precisão as características elétricas dos módulos.

A Tabela 5 apresenta os parâmetros de entrada, calculados e de saída da simulação do gerador fotovoltaico. Conforme a Figura 10, os resultados do processador de irradiação são recalculados considerando a geometria do sistema e o sombreamento parcial de elementos pró-

¹⁵ O IAM ajusta o desempenho do módulo considerando como a radiação solar incide sobre sua superfície, levando em conta a reflexão em diferentes ângulos.

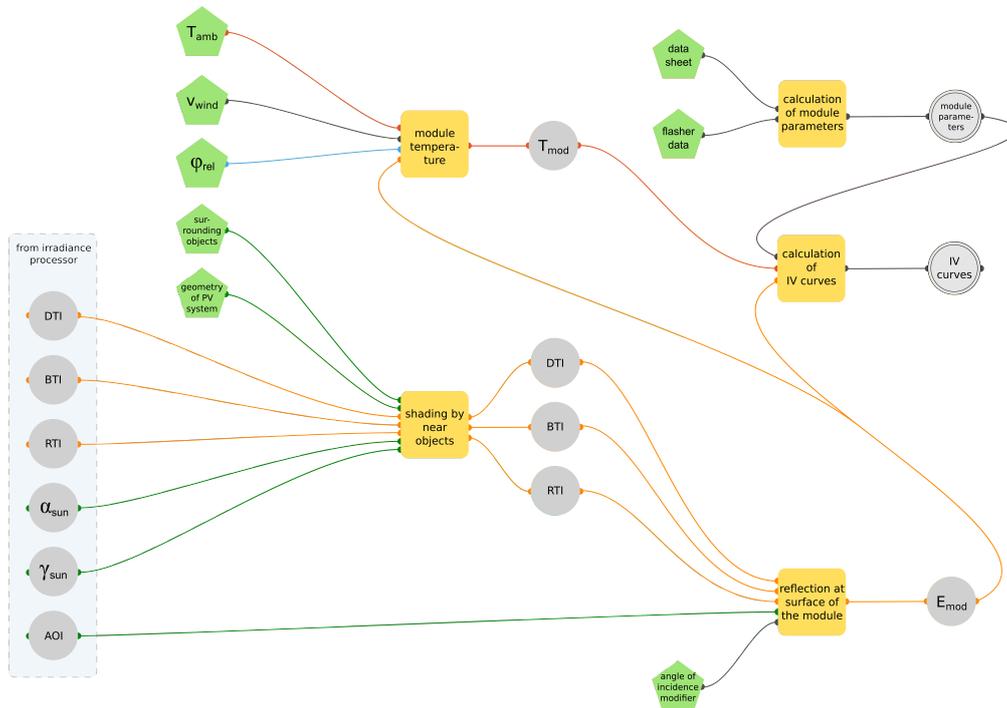
¹⁶ Um *flasher*, ou simulador solar, é um dispositivo utilizado para medir o desempenho elétrico de um módulo fotovoltaico ao expô-lo a um breve e intenso pulso de luz, registrando a tensão e a corrente resultantes.

ximos.

Tabela 5 – Divisão das variáveis do modelo do gerador fotovoltaico em entrada, calculados e saída.

Parâmetros de Entrada	
T_{amb}	Temperatura ambiente
v_{wind}	Velocidade do vento
ϕ_{rel}	Umidade relativa
<i>Surrounding Objects</i>	Objetos próximos
<i>Geometry of PV System</i>	Geometria do sistema fotovoltaico
<i>Datasheet</i>	Dados de Ficha Técnica do Módulo
<i>Flasher Data</i>	Dados obtidos com <i>flasher</i>
IAM	Modificador do ângulo de incidência
Parâmetros Calculados	
T_{mod}	Temperatura do módulo
<i>Shading By Near Objects</i>	Irradiações resultantes do sombreamento próximo
Parâmetros de Saída	
IV curves	Curvas características $I - V$ do módulo
E_{mod}	Irradiação efetiva na superfície do módulo

Figura 10 – Mecanismo de simulação do gerador fotovoltaico do PV*SOL.



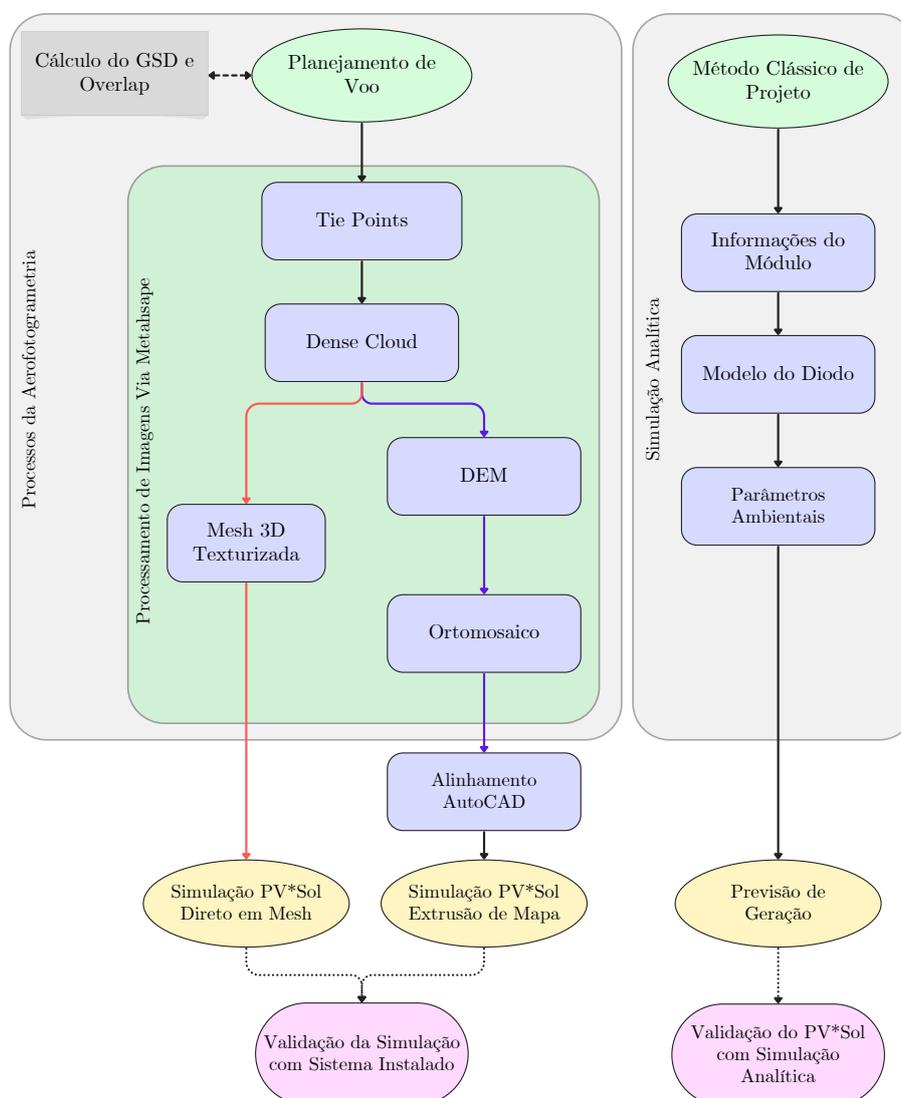
Fonte: (VALENTIN SOFTWARE, 2024c).

3 METODOLOGIA

Esta abordagem metodológica tem como objetivo estabelecer um fluxo eficiente para a simulação da geração de sistemas fotovoltaicos utilizando imagens obtidas por drones através do processo de aerofotogrametria. Conforme ilustrado na Figura 11.

Para validar o *PV*SOL* como ferramenta computacional, os resultados das simulações no software são comparados com os obtidos pelo método analítico em três cenários fictícios. No primeiro cenário, os módulos fotovoltaicos são simulados com inclinação de 0° ; no segundo, adiciona-se um ângulo de 20° ; e, no terceiro, considera-se a presença de elementos de sombreamento.

Figura 11 – Fluxograma da metodologia apresentada.



Fonte: O Autor.

Após essa validação inicial, o *PV*SOL* é empregado para verificar os dados históricos de geração de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) real, já instalado

e em operação, por meio de uma simulação do local conforme construído.

O processo de aerofotogrametria inicia com o planejamento de voo, que requer as informações do GSD e *Overlap*, apresentadas nas Equações 2.1 e 2.3. Com as imagens obtidas durante o voo, inicia-se o processamento de imagens via *Metashape*, que consiste das etapas de obtenção dos modelo 3D ou ortomosaicos. Para tal, a partir das imagens obtidas em voo é gerada uma nuvem esparsa de pontos (*Tie Points*), estes pontos são analisados pelo programa que realiza a densificação dessa nuvem, tendo-se assim a nuvem densa de pontos (*Dense Cloud*), que é a base para os processos subsequentes:

- O caminho em azul define o processo para a produção de um mapa de extrusão no *PV*SOL*, que permite uma melhor fidedignidade no desenho dos objetos e um controle maior na modelagem do local desejado.
- O caminho em vermelho denota outra opção, gerando apenas a *Mesh 3D*, que pode ser diretamente utilizada no *PV*SOL*.

No trabalho presente, apenas o caminho do processo que resulta no método de extrusão de mapa é analisado, devido a limitações do software *PV*SOL* na utilização da *Mesh 3D* conforme será abordado na Seção 4.2.

Para validação do processo de simulação realizado pelo *PV*SOL*, conforme descrito na Seção 2.4.3, a Simulação Analítica é utilizada. Tanto o *PV*SOL* quanto a Simulação Analítica utilizam a mesma base de dados de irradiação obtidos no *SunData* e dados de temperatura do INMET.

4 DESENVOLVIMENTO

Nesta seção, detalha-se a aplicação da metodologia.

4.1 Processos da Aerofotogrametria

O processo de aerofotogrametria consiste nas etapas de planejamento do voo, do voo em si e do processamento dos dados coletados no software de fotogrametria. Essas etapas servirão de base para a geração de modelos tridimensionais e outras análises aplicadas.

4.1.1 Planejamento de voo e análise de risco

O planejamento de voo é a etapa inicial, que visa garantir que o drone realize uma coleta eficaz de dados durante o voo. Este planejamento considera variáveis como altitude necessária para o voo, sobreposição de imagens e condições climáticas. É também feita a análise de elementos de risco ao voo, conduzida para identificar se o trajeto é seguro, e pode ser realizado pelo modelo do drone disponível.

4.1.2 Realização do Voo

O voo pode ser realizado manualmente ou de forma autônoma, para garantir a captura de imagens com cobertura completa da área de interesse. A partir dos parâmetros definidos conforme planejado, seguindo as rotas predefinidas e parâmetros específicos, como o *overlap* e altitude.

Drones com capacidade para voos autônomos, como os da linha *Enterprise* da DJI¹, conseguem calcular o caminho de voo para melhor atender os parâmetros definidos ao planejar o voo, além do desvio automático de obstáculos.

Mesmo ao utilizar um drone sem a funcionalidade de realizar voos autônomos e programados, ainda assim é possível aplicar o processo de fotogrametria. As variações devido a pilotagem manual do drone, podem acarretar em perda de dados se os parâmetros de *overlap* e altitude não forem respeitados. Porém, isso pode ser mitigado pelo aumento na quantidade de fotos capturadas. No entanto, isso eleva significativamente a necessidade computacional para o processamento das imagens, tornando o processo de pós-processamento mais demorado e exigente em termos de recursos.

A Figura 12² apresenta o posicionamento e o ângulo das imagens obtidas em voo manual. Nota-se uma inconsistência na altura, ângulo e espaçamento entre as fotos. Já na Figura 13³,

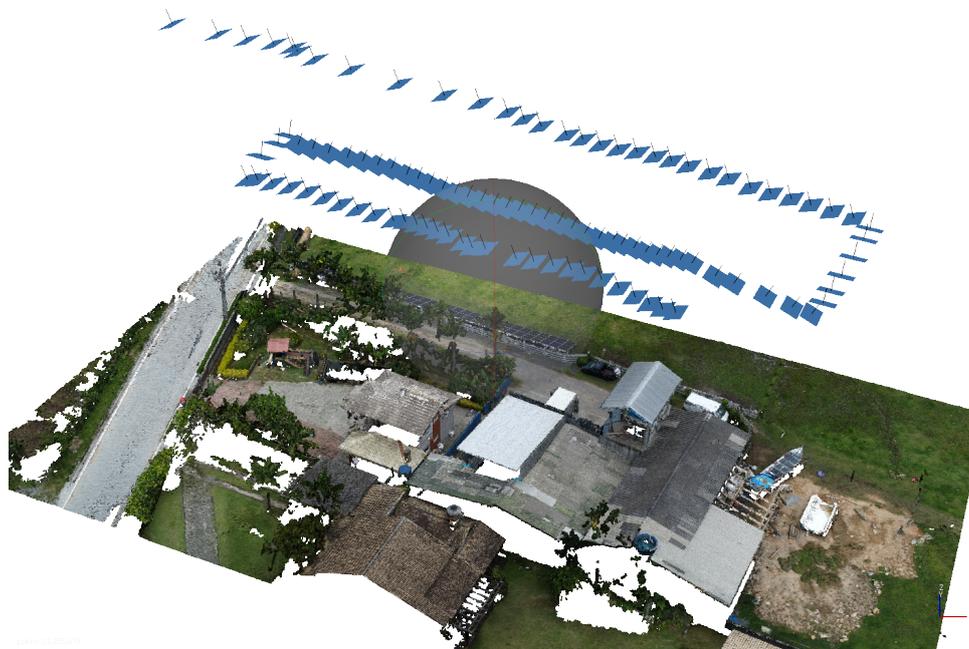
¹ Certos drones da linha DJI possuem a capacidade para voos autônomos mesmo não sendo da linha *Enterprise* (DroneDeploy, 2024a)

² Voo realizado na região sul da ilha de Florianópolis - SC, utilizando o drone DJI Mavic Mini 3 em voo manual.

³ Voo realizado na região da Palhoça - SC, utilizando um DJI Mavic 2 Pro em voo autônomo através do aplicativo *Pix4D Capture*

resultante de um voo programado em estilo de malha dupla, observam-se altura constante e capturas em múltiplos ângulos para garantir o GSD planejado. Em ambos os casos, o resultado foi adequado para a geração do modelo 3D do local e simulação fotovoltaica.

Figura 12 – Traçado das fotos capturadas em voo manual.



Fonte: O autor.

Figura 13 – Traçado das fotos capturadas em voo programado, em padrão de malha.



Fonte: O autor.

4.1.3 Processamento de Dados

As imagens obtidas pelo drone são submetidas a um software de fotogrametria, como o *Metashape*. O software aplica técnicas de processamento de imagens conforme apresentado na Seção 2.2.2. Com esse processo, obtém-se o ortomosaico do local onde o sistema será simulado.

A Figura 14 demonstra o ortomosaico obtido conforme o processamento de imagens resultantes do voo exibido na Figura 13. Este ortomosaico será a base para a simulação do sistema fotovoltaico e consequente validação do sistema instalado no local.

Figura 14 – Ortomosaico obtido conforme voo realizado na Figura 13.



Fonte: O autor.

4.2 Simulação do Sistema Fotovoltaico

Com o auxílio de um software de CAD, como o *AutoCAD*, as imagens ortorretificadas são escaladas e ajustadas, garantindo que estejam no tamanho máximo aceitável pelo *PV*SOL*.

Ao importar essa imagem no *PV*SOL*, é gerado um tipo de "mapa", onde é possível desenhar, utilizando polígonos 2D, as coberturas destinadas a receber os módulos, permitindo a avaliação do sombreamento causado por outras estruturas. Os polígonos são extrudados, transformando as formas 2D em objetos 3D.

Outro método possível é a utilização direta da *Mesh 3D*, que representa um dos resultados diretos obtidos a partir da nuvem de pontos criada pelo *Metashape*. No entanto, esse método apresenta algumas limitações que tornam a extrusão do mapa 2D uma abordagem mais vantajosa, conforme indicado por (Design, 2024):

- Baixo limite de vértices máximos, impossibilitando a representação fidedigna de locais complexos;

- Filtragem de profundidade do *Metashape* pode afetar o resultado obtido com a nuvem de pontos;
- Modelos 3D utilizados inseridos podem deixar o programa instável e pesado;
- Limitação de tamanho da textura (imagem projetada nas faces do volume);
- Possíveis problemas com os sombreamentos obtidos, devido a forma de criação da *Mesh* no *Metashape*.

No *PV*SOL*, é possível ainda utilizar um método híbrido de simulação que combina a importação de uma *Mesh 3D* com a extrusão de mapas. Essa abordagem pode ser usada em cenários que envolvem sombreamento causado por objetos distantes, como edifícios. Nesse contexto, a *Mesh 3D* pode ser simplificada para representar apenas os elementos distantes do ambiente, reduzindo a quantidade de vértices do modelo.

4.3 Comparação entre Método Analítico de Projeto e Simulação via *PV*SOL*

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos tradicionalmente é realizado utilizando ferramentas computacionais como *Excel* ou *MATLAB* (Koondhar *et al.*, 2022). Essas abordagens permitem calcular analiticamente a potência gerada com base em parâmetros como irradiância média, temperatura anual, número de módulos, eficiência do sistema e inclinação dos módulos. No entanto, essas metodologias não capturam adequadamente as complexidades associadas a cenários reais, como o sombreamento parcial causado por objetos próximos (árvores, edifícios ou outras estruturas), cuja posição e impacto podem variar ao longo do dia. Apesar de ser possível incorporar estimativas de sombreamento como dados de entrada, o cálculo detalhado da posição das sombras é oneroso, dada a sua elevada complexidade e a necessidade de precisão para representar adequadamente a variabilidade espacial e temporal.

4.3.1 Método Analítico de Projeto

O Método Analítico (MA) de projeto baseia-se em cálculos estáticos que consideram as seguintes variáveis:

- Irradiância média na localidade do projeto;
- Temperatura média anual;
- Dados de *datasheet* do módulo FV;
- Inclinação dos módulos.

A partir desses parâmetros, as equações não lineares (2.5) são resolvidas para determinar as curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos. Essas curvas são úteis para avaliar o desempenho do sistema tanto para uma única unidade quanto para múltiplos módulos em paralelo.

4.3.1.1 Parâmetros do Módulo Fotovoltaico

A partir dos parâmetros fornecidos pelo *datasheet* do módulo escolhido para a simulação exemplo (Tabela 6), as equações não lineares (2.5) foram resolvidas para determinar as curvas I-V e P-V.

Tabela 6 – Parâmetros Elétricos do Módulo JAM72S30-550/MR em Condições STC.

Parâmetro	Valor
Potência Máxima Nominal (P_{max}) [W]	550
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}) [V]	49,90
Tensão de Máxima Potência (V_{mp}) [V]	41,96
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}) [A]	14,00
Corrente de Máxima Potência (I_{mp}) [A]	13,11
Eficiência do Módulo (%)	21,3
Tolerância de Potência [W]	± 5
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} (α_{Isc}) [%/°C]	+0,045
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} (β_{Voc}) [%/°C]	-0,275
Coefficiente de Temperatura de P_{max} (γ_{Pmp}) [%/°C]	-0,350
Condições STC	Irradiância: 1000 W/m ² Temperatura da célula: 25°C AM: 1,5G

Fonte: (JA Solar, 2022).

4.3.1.2 Curvas Características

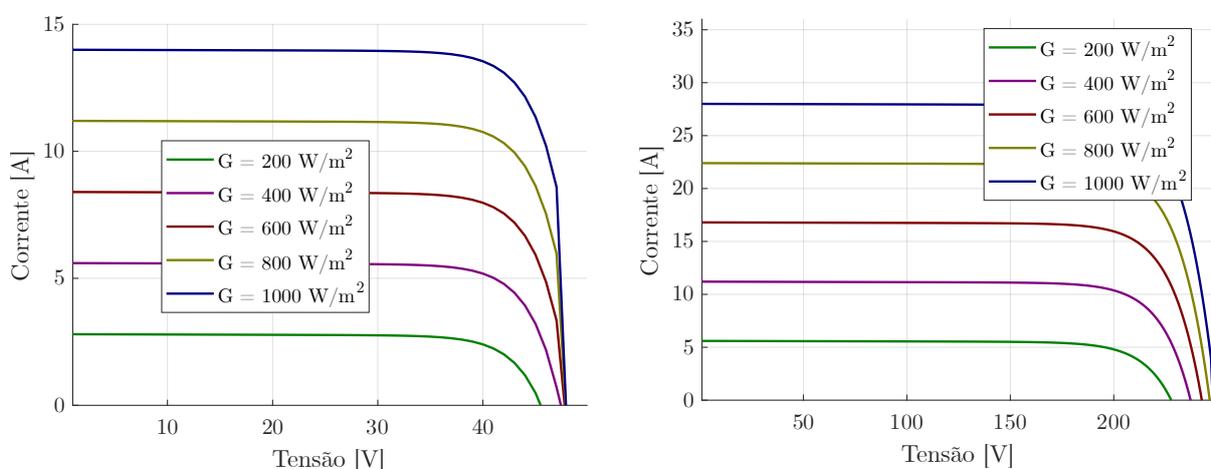
As curvas características de corrente versus tensão (I-V) e potência versus tensão (P-V) são obtidas a partir das Equações 2.4 e 2.5, com códigos MATLAB descritos no Apêndice A, utilizando os dados fornecidos pelo *datasheet* dos módulos fotovoltaicos (Coelho; Schmitz; Martins, 2022). Essas equações permitem representar o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico individual sob diferentes condições de irradiância e temperatura.

O modelo inicial considera a resposta de um único módulo, e em seguida é expandido para representar o comportamento de dez módulos conectados em série, formando uma *string* fotovoltaica. A Figura 15 apresenta as curvas características I-V e P-V para diferentes valores de irradiância, obtidas através do código MATLAB descrito no Apêndice B. Em (a), observa-se a curva I-V de um único módulo, enquanto em (b), são mostradas as curvas correspondentes

a uma *string* de dez módulos conectados em série. Já as subfiguras (c) e (d) exibem as curvas P-V, que representam a relação entre a potência gerada e a tensão nos mesmos cenários.

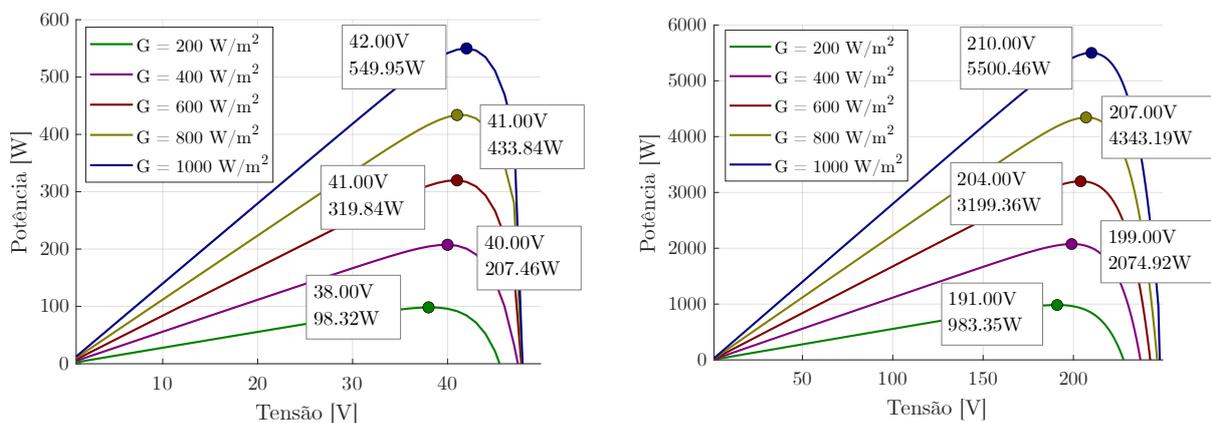
Essas curvas permitem analisar o comportamento elétrico do sistema fotovoltaico em diferentes condições operacionais, destacando a influência da irradiância no ponto de máxima potência. À medida que a irradiância aumenta, observa-se um aumento tanto na corrente quanto na potência máxima fornecida pelo módulo ou *string*. Essa análise é fundamental para dimensionar corretamente inversores, controladores de carga e demais componentes do sistema fotovoltaico, buscando máxima eficiência energética.

Figura 15 – Curvas características de um módulo e de dez módulos para diferentes irradiâncias (G).



(a) Curva característica I-V de um módulo.

(b) Curva característica I-V de dez módulos.



(c) Curva característica P-V de um módulo.

(d) Curva característica P-V de dez módulos.

Fonte: O Autor.

Essas curvas ilustram a resposta elétrica do sistema fotovoltaico em diferentes condições de irradiância. Os valores de irradiância considerados correspondem à cidade de Florianópolis - SC, conforme os dados fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Como pode ser observado, a potência total aumenta conforme o número de módulos

e a irradiância. No entanto, há complexidades operacionais encontradas em cenários reais, na determinação dos parâmetros de entrada deste modelo, principalmente a irradiância. Devido as seguintes limitações:

- Sombreamento parcial causado por árvores, edifícios ou outras estruturas próximas;
- Diferenças de inclinação entre diferentes partes da instalação, comum em coberturas com múltiplas águas;
- Utilização de *trackers* solares que ajustam automaticamente a orientação dos módulos ao longo do dia.

Essas limitações dificultam previsões precisas da geração de energia ao usar ferramentas simplificadas, como *Excel* ou *MATLAB*, que não captam a influência da geometria do sistema e do sombreamento parcial. Conforme discutido na Seção 2.4.4.2, isso ressalta a importância de simulações 3D detalhadas, que representam com maior fidelidade os efeitos físicos e de sombreamento.

4.3.1.3 Sistema Exemplo *PV*SOL*

Para a simulação via *PVSOL*, foi utilizada a configuração apresentada na Tabela 7 com o módulo referente a Tabela 6. A modelagem no *PVSOL* permite incorporar algumas das complexidades anteriormente mencionadas, como sombreamento parcial, variações de inclinação e efeitos ambientais que influenciam a geração de energia.

Tabela 7 – Configuração utilizada na simulação exemplo.

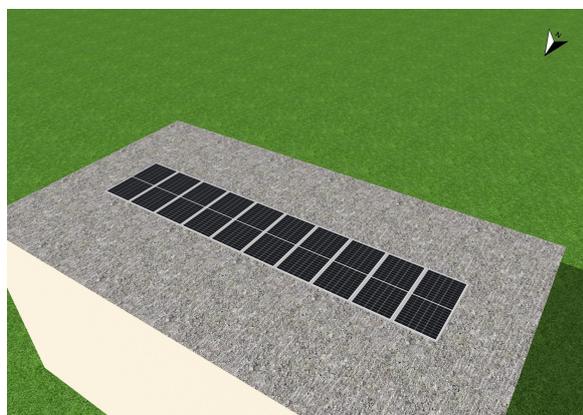
Componente		Quantidade	Potência
Inversor	SUN2000MA-5KTL-M1	1	5 kW
Fabricante	Huawei Technologies		
Módulo	JAM72S30-550/MR	10	550 Wp
Fabricante	JA Solar		
Configuração	MPPT 1	1 x 5	2750 Wp
	MPPT 2	1 x 5	2750 Wp

Fonte: O autor.

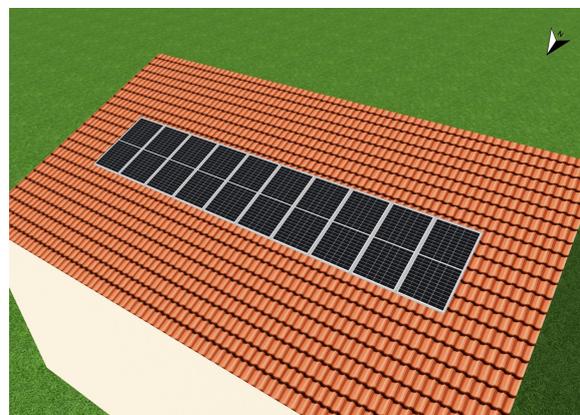
Assim, o sistema foi simulado utilizando o *PV*SOL* e comparado com os resultados obtidos por meio de cálculos analíticos realizados no *MATLAB*. Os mesmos dados de irradiação e temperatura foram utilizados em ambas para garantir consistência nos resultados. As análises foram conduzidas em dois cenários: um com inclinação horizontal (0°) e outro com inclinação de 20° , esta última com e sem elementos de sombreamento. Essa abordagem permite avaliar

como as diferentes condições geométricas e a presença de sombras afetam o desempenho do sistema fotovoltaico em termos de geração de energia.

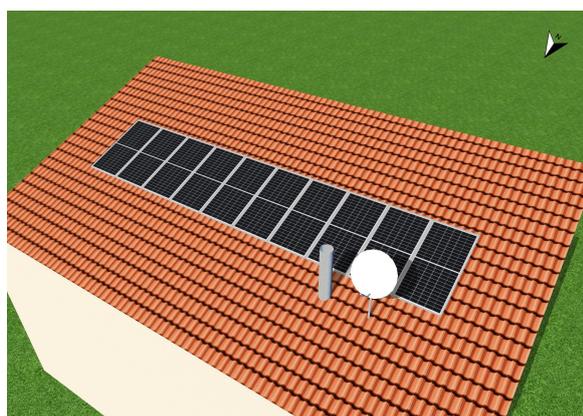
Figura 16 – Representações simuladas do sistema fotovoltaico com diferentes configurações e perfil de sombreamento.



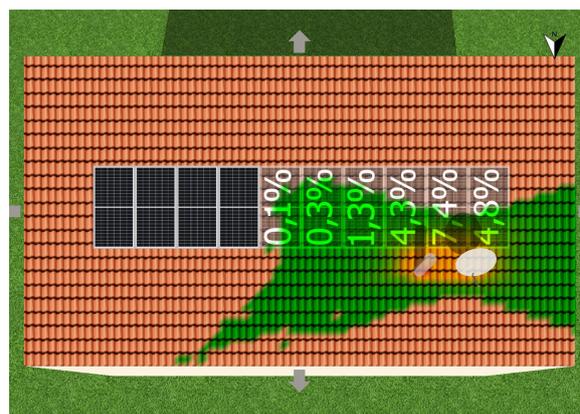
(a) Sistema simulado em plano horizontal.



(b) Sistema simulado com inclinação de 20°.



(c) Sistema simulado com inclinação de 20° e sombreamento.



(d) Perfil de sombreamento do sistema.

Fonte: O Autor.

4.4 Comparação Sistema Instalado com Simulação via *PV*SOL*

O sistema fotovoltaico foi projetado e implementado na região metropolitana de Florianópolis, Santa Catarina, com o objetivo de fornecer uma solução sustentável para o abastecimento de estações de recarga rápida de veículos elétricos e também a energia consumida por um supermercado. Instalado em formato de *Carport*⁴ em um estacionamento, o projeto destaca-se pela integração da geração de energia limpa diretamente na infraestrutura urbana, promovendo eficiência energética e contribuindo para a adoção de tecnologias mais sustentáveis.

⁴ A expressão “carport” vem do termo francês “porte-cochère”, referindo-se a um portal coberto e passou a ser utilizado a partir dos anos de 1930 como referência aos estacionamentos cobertos, mas sem paredes.

O módulo empregado nesta aplicação, modelo RSM144-7-445M da *Risen Energy*, é monofacial, o que significa que sua parte traseira não é transparente. Por conta disso, o albedo (*Reflected Tilted Irradiance* ou *RTI*) não apresenta impacto significativo nesta aplicação, visto que a radiação refletida seria proveniente apenas de superfícies adjacentes ao plano dos módulos, condição que não se aplica neste cenário.

A velocidade do vento v_{wind} , utilizada para prever a temperatura de junção da operação dos módulos, foi considerada nula para esta aplicação. Assim a temperatura do módulo T_{mod} é dependente apenas da temperatura ambiente T_{amb} e da energia gerada E_{mod} , conforme a Figura 10. Os dados de temperatura ambiente mensal média são provenientes da base de dados do INMET.

Para validar a simulação, foram coletados os dados de geração do sistema implementado, obtidos a partir do processamento de imagens demonstrado na Figura 14, com geração acumulada por um período de aproximadamente três anos.

O sistema tem sua configuração denotada pela Tabela 8.

Tabela 8 – Configuração utilizada na simulação do sistema fotovoltaico implementado.

Componente		Quantidade	Potência	
Inversores	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0	1	60 kW	
	HUAWEI SUN2000-15KTL-M0	1	15 kW	
Fabricante	Huawei Technologies			
Módulo	RSM144-7-445M	240	445 Wp	
Fabricante	Risen Energy			
Configuração	MPPT 1	2 x 20	8900 Wp	
	MPPT 2	2 x 20	8900 Wp	
	MPPT 3	2 x 20	8900 Wp	
	Inversor 1	MPPT 4	2 x 20	8900 Wp
		MPPT 5	2 x 12	5340 Wp
	MPPT 6	2 x 12	5340 Wp	
Inversor 2	MPPT 1	2 x 12	5340 Wp	
	MPPT 2	2 x 12	5340 Wp	

Fonte: O autor.

A Figura 17 demonstra o sistema implementado lado a lado com a simulação realizada no PV^*SOL , a partir do o método de extrusão de mapa, enquanto a Figura 18 demonstra o perfil de sombreamento⁵ percentual anual obtido no *Carport*.

⁵ Áreas em vermelho possuem um sombreamento mais elevado, enquanto áreas em amarelo indicam sombreamento médio e áreas em verde possuem sombreamento reduzido.

5 RESULTADOS

5.1 Comparação de Resultados: *PV*SOL* versus Método Analítico

A Figura 16 apresenta os cenários do sistema exemplo simulado no PVSOL*. Os elementos de sombreamento são objetos comuns encontrados em telhados. Neste caso, foram adicionados uma chaminé e uma antena parabólica, que causam até 7,4% de sombreamento parcial anual em módulos de um arranjo. A simulação foi realizada considerando a cidade de Florianópolis - SC e os valores de irradiância correspondentes ao local.

A Tabela 9 fornece um comparativo entre os resultados obtidos para dois ângulos de inclinação, destacando as variações na geração mensal de energia. Os valores apresentados ilustram a influência do ângulo de inclinação e de elementos de sombreamento na geração prevista do sistema. Os dados desta tabela estão resumidos nas Figuras 19 e 20.

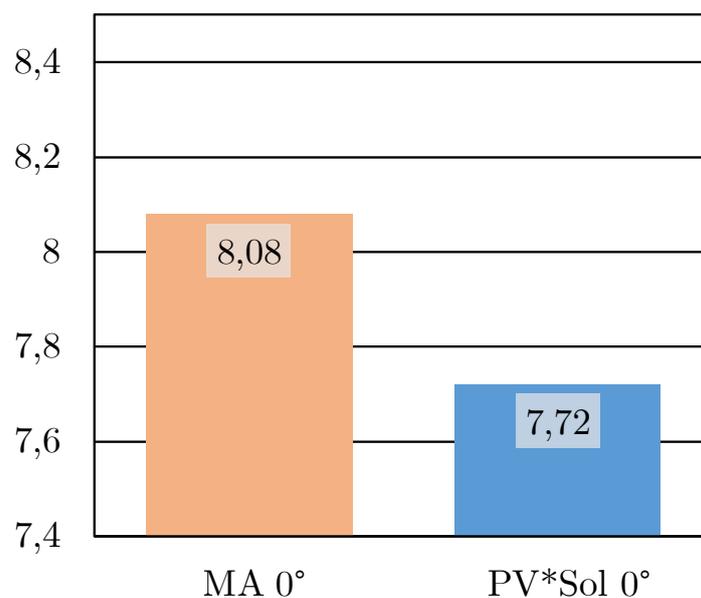
Tabela 9 – Comparação de geração de energia mensal para diferentes ângulos de inclinação (0° e 20°), em kWh.

Mês	0°		20°		
	MA	PV*SOL	MA	PV*SOL	PV*SOL c/ Sombra
Janeiro	961,00	878,91	930,00	850,12	845,56
Fevereiro	784,00	746,21	784,00	740,74	731,96
Março	775,00	717,16	806,00	743,30	677,67
Abril	600,00	574,32	660,00	627,09	558,19
Maiο	496,00	491,56	558,00	569,40	499,86
Junho	390,00	402,94	480,00	481,45	412,48
Julho	434,00	432,81	527,00	509,12	442,14
Agosto	558,00	542,30	620,00	605,06	538,42
Setembro	540,00	547,92	570,00	574,17	526,25
Outubro	713,00	676,91	713,00	676,83	661,36
Novembro	840,00	809,53	810,00	789,05	784,38
Dezembro	992,00	902,09	961,00	864,15	859,19
Total	8083,00	7722,66	8419,00	8030,48	7537,46
Diferença %	-	4,46%	-	4,61%	10,47%

Fonte: O autor.

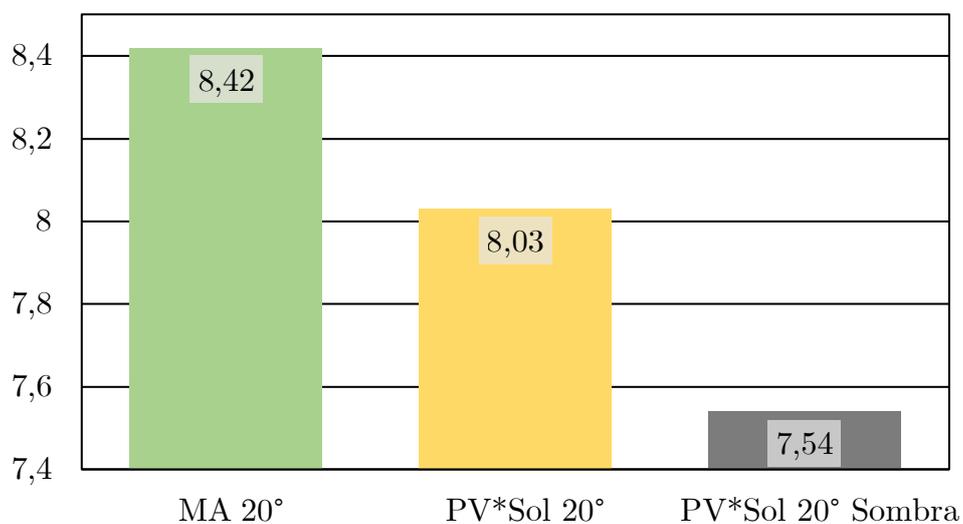
Para ambos os ângulos (0° e 20°), a variação entre o método analítico e as simulações no *PV*SOL* é semelhante, indicando uma boa aproximação entre as abordagens em cenários mais simples. A adição de elementos de sombreamento amplifica as diferenças, como destacado pela discrepância de 10,47% no caso de 20° com sombra.

Figura 19 – Irradiação horária média mensal com inclinação de 0°.



Fonte: O Autor.

Figura 20 – Irradiação horária média mensal com inclinação de 20°.



Fonte: O Autor.

Pode-se observar que a diferença entre o método analítico e o *PV*SOL* é em torno de 4,5%, essa diferença pode ser explicada pelas diferenças nos modelos de cálculo da irradiação utilizada em cada um dos respectivos métodos.

O resultado demonstra a capacidade do *PV*SOL* em modelar cenários complexos, ressaltando a importância da consideração de elementos de sombreamento próximos.

5.2 Comparação de Resultados: PV*SOL versus Sistema Real

A partir do dimensionamento e simulação do sistema Carport, este foi executado e colocado em operação. Após sua operação durante um período de três anos, obteve-se dados históricos de geração. Estes dados podem ser utilizados para validar a simulação.

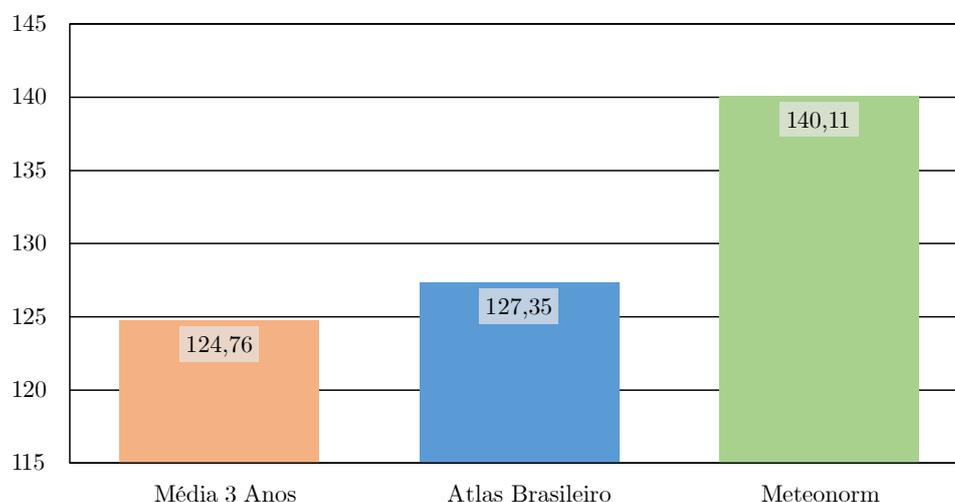
Na Tabela 10, foram considerados três conjuntos de dados: a média mensal de geração do sistema executado durante dos três anos, os resultados da simulação utilizando o banco de dados climáticos do *Atlas Brasileiro de Energia* (Por meio do *SunData*, do CRESESB) e do *Meteonorm*. A Figura 21 possui os dados da tabela resumidos.

Tabela 10 – Comparação de geração de energia por mês.

Meses	Média 3 Anos (kWh)	Atlas (kWh)	Meteonorm (kWh)
Janeiro	13.892,9	14.505,7	15.510,0
Fevereiro	12.409,0	12.549,9	13.157,0
Março	12.533,5	11.923,5	12.531,0
Abril	8.978,5	9.456,1	10.940,0
Mai	7.834,1	7.901,7	9.366,8
Junho	6.474,7	6.367,5	7.335,3
Julho	7.064,8	7.125,6	8.350,8
Agosto	8.957,7	9.132,0	9.904,7
Setembro	9.736,1	8.994,3	10.272,0
Outubro	10.262,5	11.052,5	12.274,0
Novembro	12.554,4	13.531,4	14.389,0
Dezembro	14.068,2	14.813,8	16.089,0
Soma Total	124.766,4	127.354,0	140.119,6
Diferença (%)	-	2,07	12,31

Fonte: O autor.

Figura 21 – Comparação de Geração de Energia Anual (MWh).



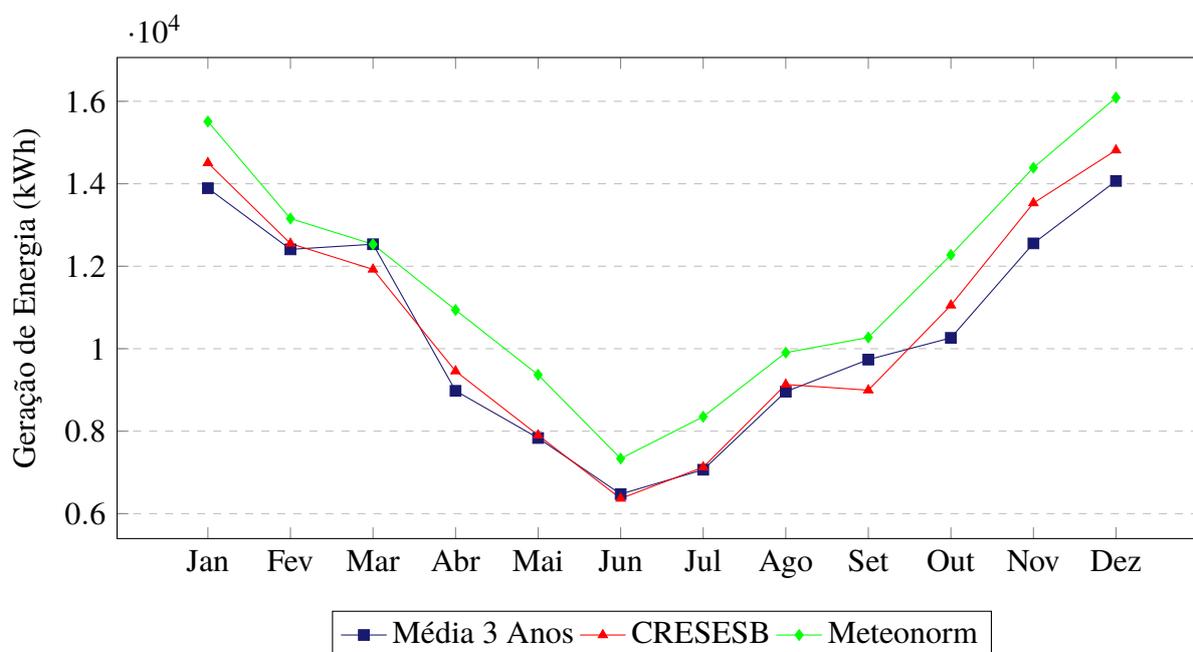
Fonte: O Autor.

Pode-se observar que os dados de simulação seguem a curva de geração real, com diferenças na quantidade mensal gerada, evidenciado na Figura 22.

Na média mensal, a simulação realizada com base nos dados do CRESESB apresentou uma diferença de geração real 2,07% superior à simulação. Por outro lado, a simulação realizada com os dados do *Meteonorm* apresentou uma diferença mais expressiva, de 12,31% superior à média calculada.

Essas diferenças percentuais refletem variações nos modelos climáticos e nas condições locais consideradas por cada base de dados. Conforme apontado em 2.4.1, os dados do *Atlas Brasileiro de Energia* são mais representativos da irradiação real no território brasileiro. Além disso, fenômenos climáticos globais, como *El Niño* e *La Niña*, influenciam significativamente o comportamento meteorológico regional, causando variações no clima local que podem impactar os resultados de geração energética (Araujo, 2024).

Figura 22 – Comparação geração medida x geração simulada - Sistema Carport



Fonte: O autor.

6 CONCLUSÃO

A competitividade do setor fotovoltaico, impulsionada por seu rápido crescimento, destaca a importância de projetos bem planejados, que busquem a redução de custos na execução e garantam alta previsibilidade de geração para atender às demandas dos interessados.

O processo de aerofotogrametria utilizando drones fornece ao usuário métodos práticos para a melhora no projeto de sistemas fotovoltaicos. Como demonstrado no trabalho, os ortomosaicos obtidos partir das imagens de drones são satisfatórios para uso em simulação de sistemas fotovoltaicos. Além de serem uma ferramenta útil em projetos de civis e elétricos, necessários para a implantação adequada e segura do sistema.

A operação de drones tanto de forma autônoma quanto manual resultou em modelos 3D e ortomosaicos satisfatórios para a simulação de SFV.

Os resultados obtidos demonstram que a utilização de softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos, capazes de representar fielmente estruturas complexas, é essencial para alcançar previsões de geração com maior precisão.

Os métodos analíticos são uma resolução rápida ao estimar a geração em condições próximas ao ideal, como em usinas de solo com estruturas fixas e sem sombreamento. No entanto, em cenários mais complexos, em que as condições locais apresentam variabilidade significativa, as discrepâncias observadas tornam indispensável o uso de softwares de simulação mais sofisticados para uma previsão adequada da geração.

Por fim, a correta definição da base de dados meteorológicos e o método empregado na construção da simulação são elementos cruciais para se obter projeções de geração que se aproximem das condições reais.

7 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão de possíveis trabalhos futuros, destacam-se:

- Validação de sistemas fotovoltaicos com *trackers* solares, avaliando o impacto do movimento das estruturas no aumento da geração de energia;
- Utilização de drones equipados com LiDAR, visando a obtenção de modelos digitais de terreno com maior precisão, o que pode melhorar a análise de sombreamento e o planejamento de projetos em terrenos complexos;
- Avaliação de diferentes azimutes na simulação analítica e em softwares de simulação, explorando o impacto dessa variável no desempenho dos sistemas fotovoltaicos;
- Exploração de outros softwares de fotogrametria e de simulação de sistemas fotovoltaicos, comparando suas capacidades, acurácia e recursos adicionais, para identificar soluções mais acessíveis ou adequadas a cenários específicos;
- Desenvolvimento de metodologias para integrar modelos híbridos de simulação, combinando dados de sensores de campo em tempo real com simulações baseadas em históricos meteorológicos;
- Investigação do impacto de tecnologias como os módulos bifaciais, em cenários com condições locais de sombreamento parcial.

Essas sugestões têm como objetivo avançar na compreensão e otimização de sistemas fotovoltaicos, contribuindo para a evolução tecnológica e a disseminação de soluções mais eficientes e acessíveis no setor energético.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Infográfico do Mercado Solar**. 2024. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.
- AGISOFT. **Agisoft Metashape User Manual Professional Edition, Version 2.0**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.agisoft.com/pdf/metashape-pro_2_0_en.pdf>.
- ALMERAIO, E. d. S.; MACHADO, A. B.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Desempenho energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede localizados na europa e no sul do brasil a partir de análise multi-índices. In: UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Florianópolis, Brasil, 2022. p. 23–27. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1052/1053>>.
- ARAUJO, E. **La Niña diminuirá geração solar nas regiões Sudeste e Nordeste**. 2024. Acesso em: 16 nov. 2024. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/la-nina-diminuira-geracao-solar-nas-regioes-sudeste-e-nordeste/>>.
- ARDUSIMPLE. **Centimeter Precision GNSS explained - RTK in detail**. 2024. Acesso em: 2024-10-04. Disponível em: <<https://www.ardusimple.com/rtk-explained/>>.
- BARBOSA, P. C.; JR., D. C. F.; NARCISO, G. A. M. Comparative analysis of low-cost consumer-grade and commercial-grade drones for land surveying applications. **The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences**, XLVIII-4/W8-2023, p. 31–37, 2024. Disponível em: <<https://isprs-archives.copernicus.org/articles/XLVIII-4-W8-2023/31/2024/>>.
- BION, M. C. **Projeto de um sistema de iluminação autônomo baseado em energia solar fotovoltaica para regiões remotas**. TCC (graduação) — Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Engenharia de Controle e Automação, July 2024. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/256733>>.
- BORGES, A. B. **Levantamento experimental do gradiente térmico de módulos fotovoltaicos com foco na aplicação do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência baseado na medição de temperatura**. 105 p. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) — Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Florianópolis, 2020.
- CENTRO DE REFERENCIA PARA ENERGIA SOLAR E EOLICA SERGIO BRITO / CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA. **CRESESB - Energia Solar Fotovoltaica: Energia solar fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>.
- CHAN, K. W.; NIRMAL, U.; CHEAW, W. G. Progress on drone technology and their applications: A comprehensive review. In: **AIP Conference Proceedings**. [s.n.], 2018. v. 2030, p. 020308. Disponível em: <<https://doi.org/10.1063/1.5066949>>.
- COELHO, R. F.; SCHMITZ, L.; MARTINS, D. C. **Energia Solar Fotovoltaica: Geração, Conversão e Aplicações**. [S.l.]: Roberto Francisco Coelho, Lenon Schmitz, 2022.
- DELIBASIC, T. **Estimating beam and diffuse solar irradiance components using multiple solar irradiance meters**. 55 p. Dissertação (Mestrado) — Uppsala University, 2019. Disponível em: <<https://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1329374>>.

- DESIGN, S. **Hints for 3D Import**. 2024. Acesso em: 01 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.solardesign.co.uk/docs/Hints%20for%203D%20import.pdf>>.
- DIMA, C. **Drone RTK: Everything You Need to Know**. 2023. Acesso em: 2024-10-05. Disponível em: <<https://pointonnav.com/news/drone-rtk/>>.
- DJI. **Phantom 4 RTK: Visionary Intelligence. Elevated Accuracy**. 2018. Acesso em: 2024-10-05. Disponível em: <<https://enterprise.dji.com/phantom-4-rtk>>.
- _____. **DJI FlyCart 30**. 2023. Disponível em: <<https://www.dji.com/flycart-30>>.
- DRONEDEPLOY. **What is the Difference Between RTK, PPK and GCP—and Why Does it Matter?** 2022. Acesso em: 2024-10-05. Disponível em: <<https://www.dronedeploy.com/blog/what-is-the-difference-between-rtk-ppk-and-gcp-and-why-does-it-matter>>.
- _____. **Recommended and Supported Drones**. 2024. Online; Acesso em 2024-11-07. Disponível em: <<https://help.dronedeploy.com/hc/en-us/articles/1500004964842-Recommended-and-Supported-Drones>>.
- _____. **What is the recommended overlap?** 2024. Acesso em: 9 nov. 2024. Disponível em: <<https://help.dronedeploy.com/hc/en-us/articles/22589691164183-What-is-the-recommended-front-and-side-overlap>>.
- EPE, E. de P. E. **Matriz Energética e Elétrica**. 2024. Acesso em: 4 out. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>.
- FRANCO, G. G.; NAIME, A. F. Structure from motion (sfm) – uma breve revisão histórica, aplicações nas geociências e perspectivas futuras. **Anuário do Instituto de Geociências**, Instituto de Geociências da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, v. 44, p. 1–29, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.11137/1982-3908_2021_44_40853>.
- FUENTES, J. E.; MOYA, F. D.; MONTOYA, O. D. Method for estimating solar energy potential based on photogrammetry from unmanned aerial vehicles. **Electronics**, v. 9, n. 12, 2020. ISSN 2079-9292. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2079-9292/9/12/2144>>.
- FURUKAWA, Y.; HERNÁNDEZ, C. Multi-view stereo: A tutorial. **Foundations and Trends in Computer Graphics and Vision**, Now Publishers Inc., v. 9, n. 1-2, p. 1–148, 2013. Washington University in St. Louis and Google Inc. Disponível em: <<https://www.nowpublishers.com/article/Details/CGV-052>>.
- HAY, J.; DAVIES, J. Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. In: HAY, J.; WON, T. (Ed.). **Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop**. Canada: Ministry of Supply and Services, 1980. p. 59.
- HOFMANN, M. *et al.* Improved synthesis of global irradiance with one-minute resolution for pv system simulations. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, n. 1, p. 808509, 2014. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1155/2014/808509>>.
- JA Solar. **Electrical Parameters at STC for JAM72S30 Modules**. 2022. Acesso em: 2024-11-16. Disponível em: <<https://www.jasolar.com/uploadfile/2022/0511/20220511060835815.pdf>>.

KOONDHAR, M. A. *et al.* Experimental and simulation-based comparative analysis of different parameters of pv module. **Scientific African**, v. 16, p. e01197, 2022. ISSN 2468-2276. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227622001053>>.

LALWANI, M.; KOTHARI, D.; SINGH, M. Investigation of solar photovoltaic simulation softwares. **International Journal of Applied Engineering Research, Dindigul**, Integrated Publishing Association, Malaviya National Institute of Technology, Jaipur, v. 1, n. 3, 2010. ISSN 0976-4259.

LIMA, R. R. *et al.* Modelagem e desenvolvimento de um inversor csi multistring fotovoltaico de estágio Único sem transformador conectado à rede elétrica. **Eletrônica de Potência**, v. 25, n. 1, p. 104–113, Jan. 2020. Disponível em: <<https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/122>>.

MADAWALAGAMA, S.; MUNASINGHE, N.; DAMPEGAMA, S.; SAMARAKOON, L. Low cost aerial mapping with consumer-grade drones. In: **37th Asian Conference on Remote Sensing**. Sri Lanka: [s.n.], 2016. p. 8.

MAPPING, C. D. **Drone GSD and Overlap Calculations**. 2024. Published: 30/03/2024. Acesso em: 16/11/2024. Disponível em: <<https://www.carrot.co.uk/drone-mapping/drone-gsd-overlap-calculations.asp>>.

METEOTEST. **Meteonorm Features**. 2024. Acesso em: 2024-11-25. Disponível em: <<https://meteonorm.com/en/meteonorm-features>>.

MILOSAVLJEVIĆ, D. D.; KEVKIĆ, T. S.; JOVANOVIĆ, S. J. Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study. **Open Physics**, v. 20, p. 431–451, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1515/phys-2022-0042>>.

MME, M. de Minas e E. **Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>>.

MOULON, P.; MONASSE, P.; MARLET, R. Adaptive structure from motion with a contrario model estimation. In: SPRINGER. **Proceedings of the 11th Asian Conference on Computer Vision - Volume Part IV**. Marne-la-Vallée, France: Springer, 2012. p. 257–270. Conference held at the Center for Visual Computing, ENPC, Université Paris-Est, LIGM (UMR CNRS), Mikros Image.

NeoSolar Energia. **Diferença entre Microinversores e Inversores String**. 2024. Acesso em: 16 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string>>.

NONAMI, K. Drone technology, cutting-edge drone business, and future prospects. **Journal of Robotics and Mechatronics**, Fuji Technology Press, v. 28, n. 2, p. 262–268, 2016. Received March 27, 2016; accepted April 6, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.20965/jrm.2016.p0262>>.

_____. Research and development of drone and roadmap to evolution. **Journal of Robotics and Mechatronics**, Fuji Technology Press, v. 30, n. 3, p. 322–328, 2018. Received March 22, 2018; accepted May 8, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.20965/jrm.2018.p0322>>.

- OLIVEIRA, A. K. V. de; AGHAEI, M.; RÜTHER, R. Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale pv power plants. **Solar Energy**, v. 211, p. 712–724, 2020. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20310197>>.
- OLIVEIRA, L. G. M. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017. Defesa: 17/02/2017.
- PAPADOPOULOU, E. E.; PAKONSTANTINO, A.; ZOUROS, N.; SOULAKELLIS, N. Scale-variant flight planning for the creation of 3d geovisualization and augmented reality maps of geosites: The case of vourgaris gorge, lesvos, greece. **Applied Sciences**, v. 11, n. 22, p. 10733, November 2021. Citations: 11, Reads: 552. Acesso em: 16/11/2024. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/356193147>>.
- PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. 80 p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>.
- PINTÃO, R. **Diferenças entre Microinversores e Inversores String**. 2024. Acesso em: 16 nov. 2024. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/diferencas-entre-microinversores-e-inversores-string/>>.
- RAMOS-LEAÑOS, O.; NAREDO, J. L.; GUTIERREZ-ROBLES, J. A. An advanced transmission line and cable model in matlab for the simulation of power-system transients. In: KATSIKIS, V. N. (Ed.). **MATLAB**. Rijeka: IntechOpen, 2012. cap. 12. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/48530>>.
- REMUND, J.; MÜLLER, S.; SCHILTER, C.; RIHM, B. The use of meteorological weather generator for climate change studies. **EMS Annu. Meet. Abstr.**, v. 7, 09 2010.
- RODRIGUES, C. J. P. **Inversores Centrais x Inversores String: qual escolher?** 2024. Acesso em: 16 nov. 2024. Disponível em: <<https://inovacare.solar/publicacao/inversores-centrais-x-inversores-string/57>>.
- SATHLER, A. L. *et al.* Análise e comparação preliminar de softwares para projeto e simulação de sistemas fotovoltaicos. In: **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS)**. Belo Horizonte: [s.n.], 2016. p. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS).
- SHERVAIS, K. **Structure from Motion (SfM) Photogrammetry Field Methods Manual for Students**. 2023. <https://cdn.serc.carleton.edu/files/getsi/teaching_materials/high-rez-topo/sfm_field_methods_manual.v4.pdf>. Acesso em: Oct 4, 2024.
- SHERVAIS, K.; DIETRICH, J.; LAUER, I. **SfM Data Processing and Exploration**. 2019. <https://cdn.serc.carleton.edu/files/getsi/teaching_materials/high-rez-topo/student_materials/sfm_data_processing_exploration.v3.pdf>. Acesso em: Oct 4, 2024.
- SILVA, A. da; PERICO, D.; CARNEIRO, L. H. C.; BROSATO, C. Energia fotovoltaica no Brasil: Uma revisão de literatura. **PI - Pesquisa e Inovação**, Guarapuava, v. 1, n. 1, p. 100–115, jan./jun. 2019.

STATHAM, N.; JACOB, J.; FRIDENFALK, M. Photogrammetry for game environments 2014-2019: What happened since the vanishing of ethan carter. In: **Proceedings of the 2020 DiGRA International Conference: Play Everywhere**. [S.l.: s.n.], 2020.

TOMASZEWSKI, G. A.; SOARES, R. S.; HAAG, R. Obtenção do Índice de claridade atmosférica para diferentes localidades do estado do rio grande do sul. In: UNIVERSIDADE ESTADUAL DO RIO GRANDE DO SUL. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/715/715>>.

TOMMASELLI, A. M. G. **Fotogrametria Básica - Introdução**. 1. ed. 2009. Disponível em: <https://www.faed.udesc.br/arquivos/id_submenu/891/introducao_a_fotogrametria.pdf>.

TRIGGS, B.; MCLAUCHLAN, P. F.; HARTLEY, R. I.; FITZGIBBON, A. W. Bundle adjustment – a modern synthesis. In: TRIGGS, B.; ZISSERMAN, A.; SZELISKI, R. (Ed.). **Vision Algorithms: Theory and Practice**. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2000, (Lecture Notes in Computer Science, v. 1883). p. 298–372.

ULLMAN, S. The interpretation of structure from motion. **Proceedings of the Royal Society of London. Series B. Biological Sciences**, Royal Society, v. 203, n. 1153, p. 405–426, 1979. Disponível em: <<https://doi.org/10.1098/rspb.1979.0006>>.

VALENTIN SOFTWARE. **PV*SOL - Calculation Overview**. [S.l.], 2024. Acesso em: 10 out. 2024. Disponível em: <<https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/>>.

_____. **PV*SOL - Irradiance Calculation**. [S.l.], 2024. Acesso em: 10 out. 2024. Disponível em: <<https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/irradiation/>>.

_____. **PV*SOL - Module Calculation**. [S.l.], 2024. Acesso em: 20 out. 2024. Disponível em: <<https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/pv-modules/>>.

YYC, S. **Half-Cut vs. Full Solar Panel Cells: What's The Difference?** 2023. Acesso em: 12 dez. 2024. Disponível em: <<https://solaryyc.ca/half-cut-vs-full-solar-panel-cells/>>.

ZEFRI, Y.; ELKETTANI, A.; SEBARI, I.; LAMALLAM, S. A. Thermal infrared and visual inspection of photovoltaic installations by uav photogrammetry—application case: Morocco. **Drones**, v. 2, n. 4, 2018. ISSN 2504-446X. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2504-446X/2/4/41>>.

APÊNDICE A – CÓDIGO PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

```

1 %=====
2 % Orientador: Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
3 % Autor: Gustavo Knabben - INEP
4 % Alterações: Thiago Pereira - INEP
5 % Acrescentado dv/di e strings : Valdecir Junior De Paris - INEP
   18/08/2022
6 %=====
7 % Descrição do Script
8 %=====
9 % Esse script permite obter os parâmetros do módulo fotovoltaico a
   partir das grandezas elétricas de catálogo
10 %=====
11 clear all; close all; clc;
12 %=====
13 % Parâmetros do Módulo Fotovoltaico
14 %=====
15 Modulo = 'KC200GT'; %Inserir módulo desejado
16 ns = 54;          % Número de células em série
17 PMPref = 200;    % Potência máxima do módulo
18 VMPref = 26.3;  % Tensão de máxima potência
19 IMPref = 7.61;  % Corrente de máxima potência
20 VCAREf = 32.9;  % Tensão de circuito aberto
21 ICCref = 8.21;  % Corrente de curto-circuito
22 Srad = 1000;    % Irradiância no ponto analisado
23 Tref = 25;      % Temperatura do módulo em Celsius
24 Alpa_I=-3.18e-2; % Coeficiente de temperatura para corrente (%/grauC
   )
25 Nm = 15;        % Número de módulos em série
26 Np = 3.3;       % Número de módulos em paralelo
27
28 Ct = (Alpa_I/100)*ICCref; % Coeficiente de Temperatura para o mó
   dulo (A/grauC)
29 Cts= (Alpa_I/100)*ICCref*Np; % Coeficiente de Temperatura para o
   sistema (A/grauC)
30 %=====
31 % Conversão para grandezas da célula
32 %=====
33 I1 = ICCref;
34 V1 = 0;

```

```

35 I2 = IMPref;
36 V2 = VMPref;
37 I3 = 0;
38 V3 = VCAREf;
39 %=====
40 % Constantes
41 %=====
42 TKref = Tref+273.15;
43 k = 1.38064852e-23;
44 q = 1.60217662e-19;
45 %=====
46 % Critérios de convergência
47 %=====
48 tol = 1e-10;
49 Maxinter = 20e6;
50 options = optimset('TolFun',tol,'TolX',tol,'MaxIter',Maxinter, ...
51 'MaxFunEvals',Maxinter);
52 %=====
53 % Sistema de equações não-lineares
54 %=====
55 fun = @(x) [ x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I1*x(4)+V1)/x(3)/k/TKref)-1)+...
56             -(I1*x(4)+V1)/x(5)-I1; % Curto-circuito
57             x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I2*x(4)+V2)/x(3)/k/TKref)-1)+...
58             -(I2*x(4)+V2)/x(5)-I2; % MPP
59             x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I3*x(4)+V3)/x(3)/k/TKref)-1)+...
60             -(I3*x(4)+V3)/x(5)-I3; % Circuito-aberto
61             x(1)-2*V2/x(5)-x(2)*1e-9*((1+q/x(3)/k/TKref*(V2-I2*x(4)
62             ))...
63             *exp(q/x(3)/k/TKref*(I2*x(4)+V2))-1); % Derivada potência
64             x(4)+x(2)*1e-9*q/x(3)/k/TKref*x(5)*(x(4)-x(5))...
65             *exp(q/x(3)/k/TKref*(I1*x(4)+V1))]; % Derivada Corrente
66             /Tensão

```

Código A.1 – Código para obtenção dos parâmetros do módulo fotovoltaico.

APÊNDICE B – CÓDIGO MATLAB PARA ANÁLISE FOTOVOLTAICA

```

1 % Dados do Módulo
2 mod_3d = struct('Rs', 0.00046441*72, 'Rp', 11.63241489*72, 'Voc',
3     49.90, 'Isc', 14.00, ...
4     'alfa', 0.000063, 'B', -0.2249, 'A', 1.4442*72, ...
5     'Iph_stc', 14.0006, 'Is_stc', 1.0683e-07, 'ns', 72);
6
7
8 addpath("caminho para planilha")
9
10 % Parâmetros globais
11 G_stc = 1000;
12 T_stc = 298;
13 q = 1.60217662e-19; % Carga do elétron (Coulombs)
14 k = 1.38064852e-23; % Constante de Boltzmann (Joules/K)
15 Eg0 = 1.166; % Energia de Bandgap a 25 grausC (eV)
16 G = 1000; % Irradiância (W/m^2)
17 T = 273+25; % Temperatura ambiente (K)
18 k1 = 4.73e-4; % Parâmetro de temperatura
19 k2 = 636; % Ajuste de temperatura
20
21 % Variáveis
22 A = mod_3d.A;
23 Iph_stc = mod_3d.Iph_stc;
24 Is_stc = mod_3d.Is_stc;
25 Rs = mod_3d.Rs;
26 Rp = mod_3d.Rp;
27 alfa = mod_3d.alfa;
28 B = mod_3d.B;
29 ns = mod_3d.ns; % Número de células em série
30 Ax = A / ns; % Ajuste para células
31
32 delta = 0.01; % Passo de variação da tensão
33
34 Voc2 = Voc + B*(T-T_stc);
35 [Vpvf, Ipv, Ppv, Mpp, Vmp, Imp] = calculo(T, G, Rs, Rp, Voc2, delta,
36     Isc, Iph_stc, Is_stc, ...
37     A, alfa, Ax, q, k, T_stc,
38     G_stc, Eg0, k1, k2);

```

```
38 % Plot da curva I-V
39 figure(1);
40 plot(Vpvf, Ipv, 'LineWidth', 1.5);
41 xlabel('Tensão [V]');
42 ylabel('Corrente [A]');
43 title('Curva I-V do Módulo Fotovoltaico');
44 grid on;
45 axis([1 52 0 16]);
46
47 % Plot da curva P-V
48 figure(2);
49 plot(Vpvf, Ppv, 'LineWidth', 1.5);
50 xlabel('Tensão [V]');
51 ylabel('Potência [W]');
52 title('Curva P-V do Módulo Fotovoltaico');
53 grid on;
54 axis([1 52 0 600]);
```

Código B.1 – Código MATLAB para análise de curvas I-V e P-V.