

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

PEDRO RICARDO ALENCAR SANTOS

**MODELO DE ESTIMATIVA DA POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA POR UM
SISTEMA AGROFOTOVOLTAICO**

Rio Largo - AL

2025

PEDRO RICARDO ALENCAR SANTOS

**MODELO DE ESTIMATIVA DA POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA POR UM
SISTEMA AGROFOTOVOLTAICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharelado em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Araújo Ferreira Júnior.

Rio Largo - AL

2025

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 - 1512

S237m Santos, Pedro Ricardo Alencar.

Modelo de estimativa da potência elétrica gerada por um sistema agrofotovoltaico. /
Pedro Ricardo Alencar Santos. – 2025.

47 f.: il.

Orientador(a): Ricardo Araújo Ferreira Júnior.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) –
Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias,
Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. Sistema agrofotovoltaico. 2. Irradiação solar. 3. Temperatura. 4. Geração de
Energia. 5. Microclima. I. Título.


CDU: 620.91

Folha de Aprovação

PEDRO RICARDO ALENCAR SANTOS


MODELO DE ESTIMATIVA DA POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA POR UM SISTEMA AGROFOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à banca examinadora do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas e aprovada em 12 de julho de 2025.

Documento assinado digitalmente
 RICARDO ARAUJO FERREIRA JUNIOR
Data: 14/08/2025 07:45:00-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


(Orientador - Dr. Ricardo Araujo Ferreira Junior, CECA/UFAL)

Banca examinadora:

Documento assinado digitalmente
 IGOR CAVALCANTE TORRES
Data: 14/08/2025 08:34:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

(Examinador Interno – Dr. Igor Cavalcante Torres, CECA/UFAL)

(Examinador Interno – Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, CECA/UFAL)

Documento assinado digitalmente
 LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA
Data: 14/08/2025 07:52:12-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dedico este trabalho a Deus. Aos meus pais, Cláudia Ricardo Alencar Santos e José Ronaldo Alencar dos Santos, por toda a estrutura e ensinamentos. À minha irmã de coração, Jeane Silva Costa. À minha noiva, Leticia Maria Rocha Nery, pela paciência e incentivo. Esta conquista é, também, de vocês.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. Ricardo Araujo Ferreira Junior, pelos ensinamentos ao longo da minha formação acadêmica, por sua orientação sincera e pelo incentivo à pesquisa.

Aos professores Dra. Jerusa Goes Aragão Santana, Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza e Dr. Igor Cavalcante Torres, pelas excelentes aulas ministradas e pelo comprometimento com o ensino e com a instituição.

Aos meus amigos Thamyres Christina Lima Ramos, Ivandro Joel Bueno e Tiago Lima Alves, do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias (CECA) da UFAL, pela parceria nesta jornada e o comprometimento nos projetos mais desafiadores.

À Equatorial Energia Alagoas, em especial à Ylmará Cristina Vasconcelos Torres e Carlos Humberto Guimarães Morais, pelo incentivo constante à minha formação e pela compreensão que me permitiu conciliar trabalho e estudo.

Ao Laboratório de Irrigação e Agrometeorologia (LIA) do CECA/UFAL, por disponibilizar os dados da estação agrometeorológica.

À Universidade Federal de Alagoas (UFAL) e ao Centro de Engenharias e Ciências Agrárias (CECA), pela estrutura disponibilizada e pela oportunidade de formação e desenvolvimento profissional.

À Fundação de Amparo à Pesquisa de Alagoas (Fapeal) pelo financiamento da bolsa de estudos e ao projeto de pesquisa intitulado *Sistema Agrofotovoltaico em Alagoas: uma integração cana-de-açúcar e geração de energia fotovoltaica*, os quais foram fundamentais para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade de utilizar dados de irradiação solar e temperatura do ar de uma estação agrometeorológica externa como alternativa ao monitoramento local para estimar a geração de energia em sistemas agrofotovoltaicos (SAF), visando otimizar os custos de implantação. A metodologia consistiu em uma análise comparativa realizada entre outubro de 2022 e maio de 2023, onde a geração real de um módulo foi confrontada com duas estimativas: um cenário utilizando dados medidos diretamente no microclima do SAF e outro com dados da estação agrometeorológica externa, aplicando as devidas correções de inclinação e orientação. Os resultados demonstraram que, embora a produção total estimada com dados locais tenha sido ligeiramente superior (384,89 kWh contra 378,24 kWh), a validação diária confirmou a alta precisão do modelo com dados da estação, apresentando variações mínimas em relação aos valores medidos, como a registrada em 12 de abril de 2023 (2,17 kWh medido vs. 2,15 kWh estimado). Conclui-se, portanto, que dados de estações agrometeorológicas próximas, quando devidamente corrigidos, constituem uma fonte de informação robusta e suficiente, validando seu uso como uma alternativa economicamente viável para projetos futuros.

Palavras-chave: sistema agrofotovoltaico; irradiação solar; temperatura, geração de energia, microclima.

ABSTRACT/RÉSUMÉ/RESUMEN

This study aimed to evaluate the feasibility of using solar irradiance and air temperature data from an external agrometeorological station as an alternative to on-site monitoring for estimating energy generation in agrophotovoltaic (APV) systems, with the goal of optimizing implementation costs. The methodology consisted of a comparative analysis conducted between October 2022 and May 2023, where the actual generation of a module was compared against two estimates: one scenario using data measured directly in the APV system's microclimate and another with data from the external agrometeorological station, applying the necessary tilt and orientation corrections. The results showed that although the total estimated production with local data was slightly higher (384.89 kWh versus 378.24 kWh), the daily validation confirmed the high accuracy of the model using data from the station, showing minimal variations compared to the measured values, such as the one recorded on April 12, 2023 (2.17 kWh measured vs. 2.15 kWh estimated). Therefore, it is concluded that data from nearby agrometeorological stations, when properly corrected, constitute a robust and sufficient source of information, validating their use as an economically viable alternative for future projects.

Keywords: agrophotovoltaic system; solar irradiation; temperature; energy generation; microclimate.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Curva característica I-V de células fotovoltaicas para diferentes valores de irradiação a uma temperatura de 25 °C.....	18
Figura 2	- Curva característica P-V de células fotovoltaicas para diferentes valores de irradiação a uma temperatura de 25 °C.....	19
Figura 3	- Curva característica I-V de células fotovoltaicas para diferentes valores de temperatura a uma irradiância de 1000 W/m ²	20
Figura 4	- Curva característica P-V de células fotovoltaicas para diferentes valores de temperatura a uma irradiância de 1000 W/m ²	20
Figura 5	- Ilustração de mudanças na troca de energia ao meio-dia com transições de sistemas naturais, painéis solares fotovoltaicos e um sistema agrofotovoltaico colocalizado.....	23
Figura 6	- Localização da Estação Agrometeorológica e do local de pesquisa do Sistema Agrofotovoltaico.....	24
Figura 7	- Configuração do sistema agrofotovoltaico com três densidades de painéis fotovoltaicos resultante dos diferentes espaçamentos entre unidade estrutural.....	25
Figura 8	- Fluxograma procedimentos adotados na estimativa da geração de energia.....	28
Figura 9	- Período de medições de Irradiância e Temperatura do ar.....	34

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	- Comparativo da irradiação solar global horária.....	35
Gráfico 2	- Comparativo da temperatura média diária do ar medidas na estação agrometeorológica e no sistema agrofotovoltaico (SAF).....	36
Gráfico 3	- Comparativo da estimativa de temperatura de operação da célula fotovoltaica.....	38
Gráfico 4	- Comparativo da estimativa da energia elétrica gerada.....	39
Gráfico 5	- Comparativo da média mensal da estimativa da energia elétrica gerada.	39
Gráfico 6	- Comparativo da potência elétrica gerada: medições reais vs estimativas em diferentes cenários.....	40
Gráfico 7	- Comparativo da energia elétrica diária gerada: medições reais vs. estimativas.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Comparativo da média mensal da irradiação solar global horária.....	35
Tabela 2	- Resumo estatístico da irradiação na estação agrometeorológica e no SAF..	35
Tabela 3	- Comparativo da média mensal da temperatura do ar.....	36
Tabela 4	- Resumo estatístico da temperatura do ar na estação agrometeorológica e no SAF.....	36
Tabela 5	- Teste t pareado aplicado às médias de temperatura do ar.....	37
Tabela 6	- Comparativo da média mensal da estimativa de temperatura de operação da célula fotovoltaica.....	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFV	Agrofotovoltaico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CECA	Centro de Engenharias e Ciências Agrárias
DOE	The US Department of Energy
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAO	Food and Agriculture Organization
FF	Fator de Forma
FV	Fotovoltaico
FAPEAL	Fundação de Amparo à Pesquisa de Alagoas
IEC	International Electrotechnical Commission
IRENA	International Renewable Energy Agency
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NBR	Norma Brasileira
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PAR	Photosynthetically Active Radiation
SAF	Sistema Agrofotovoltaico
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Standard Test Conditions
TS	Technical Specification
UFAL	Universidade Federal de Alagoas

LISTA DE SIMBOLOS

P	Potência elétrica [W]
P_{MP}	Potência máxima fornecida [W]
$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima [W]
W_p	Potência de pico [W]
E_g	Energia elétrica produzida [Wh]
I	Corrente elétrica [A]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (<i>short circuit</i>) [A]
V	Tensão elétrica [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (<i>open circuit</i>) [V]
G_{TOT}	Irradiância total [W/m ²]
I_{ref}	Irradiância solar de referência [W/m ²]
I_g	Irradiância solar global em uma superfície horizontal [W/m ²]
$I_{g\beta\gamma}$	Irradiância solar global em uma superfície inclinada e orientada arbitrariamente [W/m ²]
H_g^h	Irradiação solar global horária em uma superfície horizontal [Wh/m ²]
$H_{g\beta\gamma}^h$	Irradiação solar global horária em uma superfície inclinada e orientada arbitrariamente [Wh/m ²]
T	Temperatura [°C]
$T_{c\acute{e}lula}$	Temperatura de operação da célula fotovoltaica [°C]
$T_{c,ref}$	Temperatura de referência da célula fotovoltaica [°C]
$T_{ambiente}$	Temperatura ambiente [°C]
T_{NOC}	Temperatura nominal de operação da célula [°C]
θ	Ângulo de incidência solar [°]
$\theta_{\bar{h}}$	Ângulo médio de incidência solar ao longo de uma hora [°]
$\theta_{\bar{zh}}$	Ângulo zenital médio ao longo de uma hora [°]
ω	Ângulo horário solar [°]
γ	Ângulo azimutal de uma superfície [°]

β	Inclinação de uma superfície [°]
δ	Declinação solar [°]
Γ	Dia do ano em ângulo [°]
ϕ	Latitude geográfica [°]
L_S	Longitude padrão
L_e	Longitude local
E_t	Equação do tempo
n	Dia juliano
h_i	Horário inicial
h_f	Horário final
η	Eficiência de conversão fotovoltaica [%]
η_{cc-ca}	Fator de eficiência do conversor CC/CA [%]
η_{cabos}	Fator de eficiência dos cabos elétricos [%]
λ	Coefficiente de temperatura da potência máxima [%/°C]
A_{CT}	Área total da célula fotovoltaica [m ²]
A_{MT}	Área total do módulo fotovoltaico [m ²]
Q^*	Radiação líquida de ondas curtas e longas (solar e terrestre) [W/m ²]
Q_f	Fluxo de calor antropogênico [W/m ²]
Q_H	Fluxo de calor sensível [W/m ²]
Q_E	Fluxo de calor latente [W/m ²]
ΔQ_S	Fluxo de calor de armazenamento líquido [W/m ²]
ΔQ_{PV}	Energia transferida pela produção de energia fotovoltaica [W/m ²]

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
2.	OBJETIVOS	15
2.1.	GERAL.....	15
2.2.	ESPECÍFICOS	15
3.	REFERENCIAL TEÓRICO	16
3.1.	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
3.1.1.	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS ..	16
3.1.2.	PARÂMETROS DE DESEMPENHO.....	16
3.2.	FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DOS MÓDULOS.....	17
3.2.1.	IRRADIÂNCIA SOLAR.....	18
3.2.2.	TEMPERATURA.....	19
3.3.	SISTEMA AGROFOTOVOLTAICO	21
3.3.1.	CONCEITO E FUNDAMENTOS DO SISTEMA AGROFOTOVOLTAICO ...	21
3.3.2.	O MICROCLIMA EM SISTEMAS AGROFOTOVOLTAICOS	22
4.	METODOLOGIA	24
4.1.	DESCRIÇÃO DA REGIÃO E LOCAL DA PESQUISA.....	24
4.2.	COLETA DE DADOS METEOROLÓGICOS	25
4.3.	FLUXOGRAMA DE CÁLCULOS.....	26
4.4.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	29
4.5.	ANÁLISE ESTATÍSTICA: TESTE T PAREADO.....	33
5.	RESULTADOS.....	34
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
	REFERÊNCIAS	45

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda global por energia, aliada à urgência de mitigar os impactos das mudanças climáticas e à necessidade de garantir a segurança alimentar, impulsiona a busca por soluções inovadoras e sustentáveis no setor energético (WESELEK, 2019). Nesse cenário, a geração de energia solar fotovoltaica (FV) surge como uma das fontes renováveis mais promissoras em substituição aos combustíveis fósseis. No Brasil, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025, referente ao ano de 2024, aponta que a geração solar FV atingiu 70,7 TWh (geração centralizada e Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)) crescendo 39,6% e a sua capacidade instalada alcançou 48.468 MW, expansão de 28,1% em relação ao ano anterior, representando o aumento percentual mais expressivo em relação às outras fontes (EPE, 2025).

Por outro lado, embora tecnologias renováveis como a solar FV e a eólica tenham impacto qualitativo relativamente pequeno no uso da terra a longo prazo, sua expansão e a necessidade por extensas áreas de terra pode, em certos contextos, gerar competição com outros usos e usuários do solo (IRENA e FAO, 2021). Como solução a esse impasse, sistemas agrofotovoltaico (AFV), que integram a produção agrícola e a geração de energia fotovoltaica, oferecem uma possível alternativa para o problema da economia de terra (MAMUN et. al, 2022).

Segundo Weselek (2019), essa abordagem de uso duplo da terra não apenas otimiza o aproveitamento do solo, mas também pode gerar benefícios sinérgicos, ao fornecer sombreamento ao solo pode reduzir o estresse causado pelo excesso de calor e a perda de água por evaporação, o que é vantajoso em regiões áridas ou sujeitas a eventos climáticos extremos. Além disso, essa tecnologia tem potencial para diversificar e aumentar a renda dos produtores, ao adicionar a geração de eletricidade como uma nova fonte de receita. Também pode desempenhar um papel importante ao promover a eletrificação descentralizada em comunidades rurais com acesso limitado à rede elétrica.

No entanto, há de se considerar que o desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado por fatores ambientais, como a temperatura ambiente, a irradiação solar e a velocidade do vento (CANTOR, 2017). O aumento da temperatura da célula resulta em uma redução da tensão de saída e da potência máxima, diminuindo a eficiência do módulo (PINHO e GALDINO, 2014). Este efeito é particularmente notável em regiões de clima tropical, como o Nordeste brasileiro, onde as temperaturas frequentemente excedem os 25 °C, diferindo das condições padrão de teste (STC). Segundo Laudani (2021 *apud* SILVA, 2024), a predição da radiação solar incidente em planos inclinados é o ponto chave para o sucesso de um modelo de previsão de produção de energia elétrica por um gerador solar fotovoltaico.

2. OBJETIVOS

2.1. Geral

Validar um modelo de estimativa da potência elétrica gerada por um sistema agrofotovoltaico, avaliando sua precisão e aplicabilidade prática a partir de dois cenários distintos de aquisição de dados de irradiância e temperatura.

2.2. Específicos

- Comparar as temperaturas do ar e a estimativa de temperatura de operação das células fotovoltaicas nos diferentes locais de medição;
- Verificar a significância estatística das diferenças de temperatura em cada local de medição;
- Validar as estimativas de ambos os cenários em comparação com a energia real gerada pelo módulo fotovoltaico, a fim de quantificar a precisão de cada abordagem e determinar a suficiência do modelo baseado em dados externos.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1. Energia solar fotovoltaica

3.1.1. Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas

De acordo com a NBR 10899:2023, da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), o efeito fotovoltaico consiste na criação de uma diferença de potencial entre os terminais de um dispositivo fotovoltaico submetido à incidência de fótons. Esse fenômeno físico ocorre em dispositivos fabricados com materiais semicondutores, denominados células fotovoltaicas, e resulta na conversão da energia proveniente da luz solar em energia elétrica.

A célula fotovoltaica pode ser considerada um dispositivo de dois terminais que conduz como um diodo no escuro e gera uma diferença de potencial quando a luz solar incide sobre a célula, resultando em uma corrente elétrica contínua quando o circuito externo é fechado. Segundo Nelson (2003), as células fotovoltaicas têm, individualmente, uma tensão muito baixa, da ordem de 0,5 a 0,8 V, para as células de Silício. Sendo assim, para alcançar tensões de saída maiores, como 12 V, as células são conectadas em série e encapsuladas em módulo, para proteção mecânica e contra intempéries. Os módulos podem ser utilizados individualmente ou em arranjos (série ou paralelo) de acordo com a demanda da aplicação. No contexto geral, a operação de um sistema fotovoltaico depende em grande parte das características elétricas das células individuais.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL) destaca que o silício é o material semicondutor mais utilizado comercialmente, sendo encontrado em configurações monocristalinas, policristalinas e amorfas (NREL, 2024). Entretanto, há um crescente desenvolvimento de tecnologias alternativas, como células de filmes finos, células multijunção, células orgânicas e de minerais como as perovskitas, que visam aumentar a eficiência e reduzir os custos de fabricação (DOE, 2024).

3.1.2. Parâmetros de desempenho

Os módulos fotovoltaicos são geralmente comparados, durante o processo de comercialização, com base em sua potência de pico (Wp). No entanto, outros fatores também devem ser considerados como indicadores de desempenho (NELSON, 2003), são eles:

- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc} – short circuit): é a máxima corrente elétrica que o módulo pode fornecer e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica é igual a zero em seus terminais;
- Tensão de circuito aberto (V_{oc} – open circuit): é a máxima tensão que o módulo pode fornecer e é medida entre os terminais do módulo fotovoltaico sem carga (eletricamente aberto);
- Fator de Forma (FF): é a razão entre a potência máxima e o produto da tensão de circuito aberto pela corrente de curto-circuito relativos à mesma curva característica (ABNT, 2023);
- Eficiência (η): é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica, segundo Pinho e Galdino (2014). Representada pela razão entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaico e a potência da energia solar incidente.

Os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos apresentados em suas especificações são válidos para condições padrão de teste (STC – Standard Test Conditions), com irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de célula de 25°C . Entretanto, segundo Frontin *et al.* (2017), essas condições dificilmente são alcançadas no cotidiano do sistema, por estar diretamente exposta ao Sol e dentro de um invólucro que cria um efeito estufa na célula.

3.2. Fatores que influenciam o desempenho dos módulos

Segundo Pinho e Galdino (2014), as características elétricas dos módulos fotovoltaicos dependem das condições de temperatura e de irradiância solar em que elas foram determinadas. Conforme a NBR 10899:2023, da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), a eficiência de conversão fotovoltaica de um módulo é definida pela razão entre a potência máxima fornecida (P_{MP}) e o produto da área total do módulo (A_{MT}), ou da célula (A_{CT}), pela irradiância total (G_{TOT}), para valores preestabelecidos de temperatura, especificada na forma de porcentagem e calculada pela equação:

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{A_{MT} \cdot G_{TOT}} \cdot 100\% \quad \text{ou} \quad \eta(\%) = \frac{P_{MP}}{A_{CT} \cdot G_{TOT}} \cdot 100\% \quad (2)$$

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos ainda é fortemente condicionado por fatores ambientais, como irradiância solar, temperatura e poeira. Segundo Cantor (2017), existem ainda

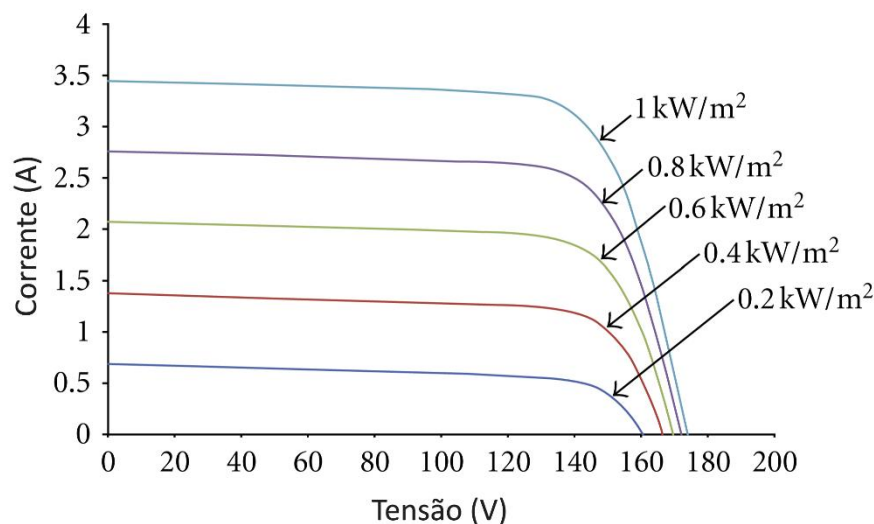
outros fatores climáticos que exercem influência no desempenho dos sistemas fotovoltaico, é o caso da velocidade e direção do vento, da nebulosidade, das precipitações, da umidade e do albedo. Compreender os princípios físicos e as características construtivas das células fotovoltaicas é fundamental para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos sob diferentes condições ambientais, especialmente em climas tropicais onde a temperatura elevada pode afetar negativamente a eficiência de conversão.

3.2.1. Irradiância solar

A irradiância solar é o principal fator responsável pela geração de energia em sistemas fotovoltaicos, sendo diretamente proporcional à potência gerada pelos módulos. Conforme a NBR 10899:2023, da ABNT, a irradiância solar é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície por unidade de área, normalmente medida em watts por metro quadrado (W/m^2). Segundo Pinho e Galdino (2014), se mantida a mesma temperatura, a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta de forma linear com a irradiância solar, enquanto a tensão apresenta variação menos significativa, de forma logarítmica.

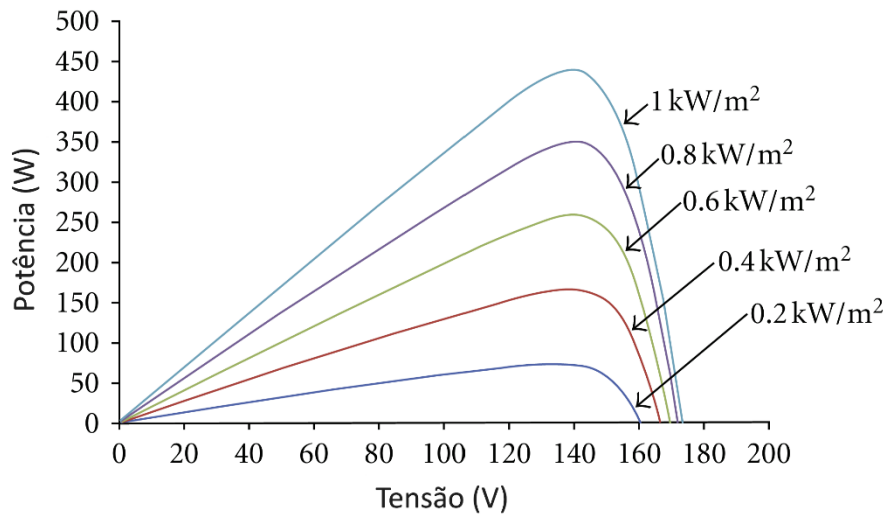
As Figuras 1 e 2 mostram as curvas características I-V (Corrente-Tensão) e P-V (Potência-Tensão) das células fotovoltaicas a temperatura constante, mas em diferentes cenários de irradiância solar incidente. Observando a curva podemos relacionar o aumento da intensidade da luz solar com o aumento da potência de saída, e vice-versa.

Figura 1. Curva característica I-V (Corrente-Tensão) de células fotovoltaicas para diferentes valores de irradiação a uma temperatura de 25 °C.



Fonte: Adaptado de Wang e Chen (2012).

Figura 2. Curva característica P-V (Potência-Tensão) de células fotovoltaicas para diferentes valores de irradiação a uma temperatura de 25 °C.



Fonte: Adaptado de Wang e Chen (2012).

Dessa forma, quanto maior a irradiância incidente, maior será a potência gerada, até o limite da capacidade do módulo. A eficiência de conversão, porém, pode ser impactada negativamente em situações de irradiância excessivamente elevada quando associada a temperaturas elevadas. Portanto, variações na irradiância solar, sejam diárias ou sazonais, são determinantes para o rendimento final do sistema fotovoltaico.

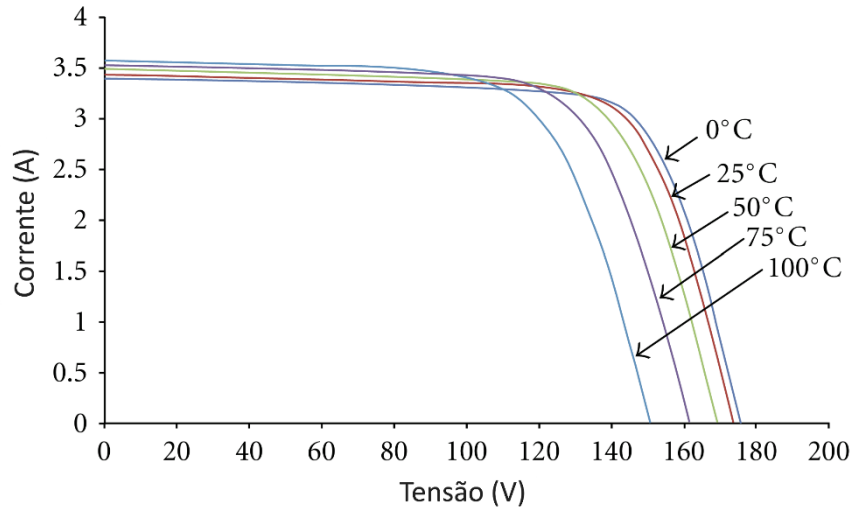
3.2.2. Temperatura

A eficiência dos módulos fotovoltaicos tende a diminuir conforme a temperatura das células aumenta. Isso ocorre porque o aumento térmico altera as propriedades do semicondutor, resultando em um ligeiro aumento na corrente, mas uma redução acentuada na tensão, principal componente da potência gerada (DOE, 2025). Além disso, as temperaturas extremas podem levar a degradação da célula e outros materiais do módulo, reduzindo a vida útil operacional do sistema. O efeito é especialmente notável em regiões tropicais, como o Nordeste brasileiro, onde as temperaturas frequentemente ultrapassam os 30 °C, condições reais de operação diferentes das condições padrão de teste (CANTOR, 2017).

As Figuras 3 e 4 mostram as curvas características I-V (Tensão-Corrente) e P-V (Potência-Tensão) das células fotovoltaicas a uma irradiância constante, mas em diferentes temperaturas. Com base na análise da curva característica, é possível observar que o aumento da temperatura ambiente provoca uma leve variação na corrente de curto-circuito das células

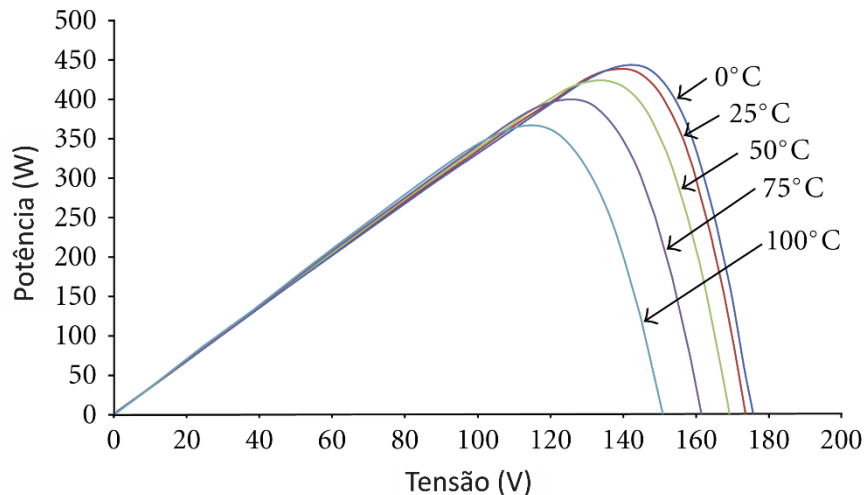
solares. No entanto, a tensão em circuito aberto dessas células sofre uma queda significativa, resultando em uma redução da potência de saída.

Figura 3. Curva característica I-V (Tensão-Corrente) de células fotovoltaicas para diferentes valores de temperatura a uma irradiância de 1000 W/m^2 .



Fonte: Adaptado de Wang e Chen (2012).

Figura 4. Curva característica P-V (Potência-Tensão) de células fotovoltaicas para diferentes valores de temperatura a uma irradiância de 1000 W/m^2 .



Fonte: Adaptado de Wang e Chen (2012).

Sendo assim, o entendimento dessas variáveis nos modelos de simulação é essencial para prever o comportamento real dos sistemas e identificar estratégias de otimização, como o correto posicionamento dos módulos, uso de sistemas de rastreamento solar ou combinações agrofotovoltaicas que podem fornecer o equilíbrio entre geração e controle térmico.

3.3. Sistema Agrofotovoltaico

Os sistemas agrofotovoltaicos, também conhecidos por termos como agrivoltaicos, agroFV ou compartilhamento solar (WESELEK, 2019), representam uma abordagem inovadora que integra a geração de energia fotovoltaica com atividades agrícolas, como a produção de culturas ou o pastoreio de gado, na mesma unidade de terra. O objetivo central é otimizar o uso da terra (DUPRAZ *et al.*, 2011) e alcançar benefícios sinérgicos com a produção de alimentos, energia e eficiência do uso da água (WESELEK, 2019). Essa abordagem permite ao agricultor não só suprir o seu consumo de energia elétrica como também comercializar o excedente para o Sistema Interligado Nacional (SIN) sendo um produtor independente de energia, como regulamenta a Lei nº 9.074 de 1995.

No contexto energético brasileiro, a Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), juntamente com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), representam um avanço significativo para consumidores que desejam produzir sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Desde a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), essa modalidade permite que o excedente energético gerado seja injetado na rede de distribuição local, resultando em compensação no consumo da unidade geradora, assim como a compensação em outras unidades da mesma área de concessão da distribuidora. Ao longo dos anos, as normativas foram aprimoradas, com destaque para as Resoluções Normativas nº 687/2015 (ANEEL, 2015) e nº 786/2017 (ANEEL, 2017), que modificaram limites de potência e modalidades de participação. Mais recentemente, a Resolução Normativa nº 1.059/2023 (ANEEL, 2023) consolidou as regras, adequando-as à Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) e aos estudos técnicos, inserindo as disposições sobre MMGD e SCEE nas condições gerais de fornecimento de energia (Resolução Normativa nº 1.000/2021). Essas inovações promovem não apenas economia financeira, mas também consciência socioambiental e autossustentabilidade.

3.3.1. Conceito e fundamentos do sistema agrofotovoltaico

A ideia inicial de um sistema agrofotovoltaico foi proposta no meio acadêmico em 1982 por Goetzberger e Zastrow, que questionaram a premissa de que a conversão de energia solar impediria outros usos da terra, sugerindo a elevação dos coletores solares para permitir o uso agrícola abaixo deles. Desde então novas tecnologias e estudos impulsionaram a evolução

dos sistemas agrofotovoltaicos o que reflete uma aceleração estratégica para atender desafios globais como o aumento da demanda energética, a mitigação das mudanças climáticas, a segurança alimentar e a escassez de terras (WESELEK, 2019).

No aspecto construtivo a estrutura de montagem de um sistema agrofotovoltaico deve se adequar às necessidades do manejo agrícola permitindo a utilização do maquinário. Isso se reflete tanto na altura da estrutura quanto na distância entre os pilares para evitar a perda de terra utilizável e manter a distância adequada para o plantio. Além disso, a densidade de fileiras de módulos deve ser menor do que a de instalações fotovoltaicas convencionais, a fim de manter rendimentos agrícolas aceitáveis, permitindo a passagem da radiação (WESELEK, 2019). A inclinação do painel pode ser ajustada em determinados períodos do ano para estimular a produtividade das culturas (DUPRAZ et al., 2011).

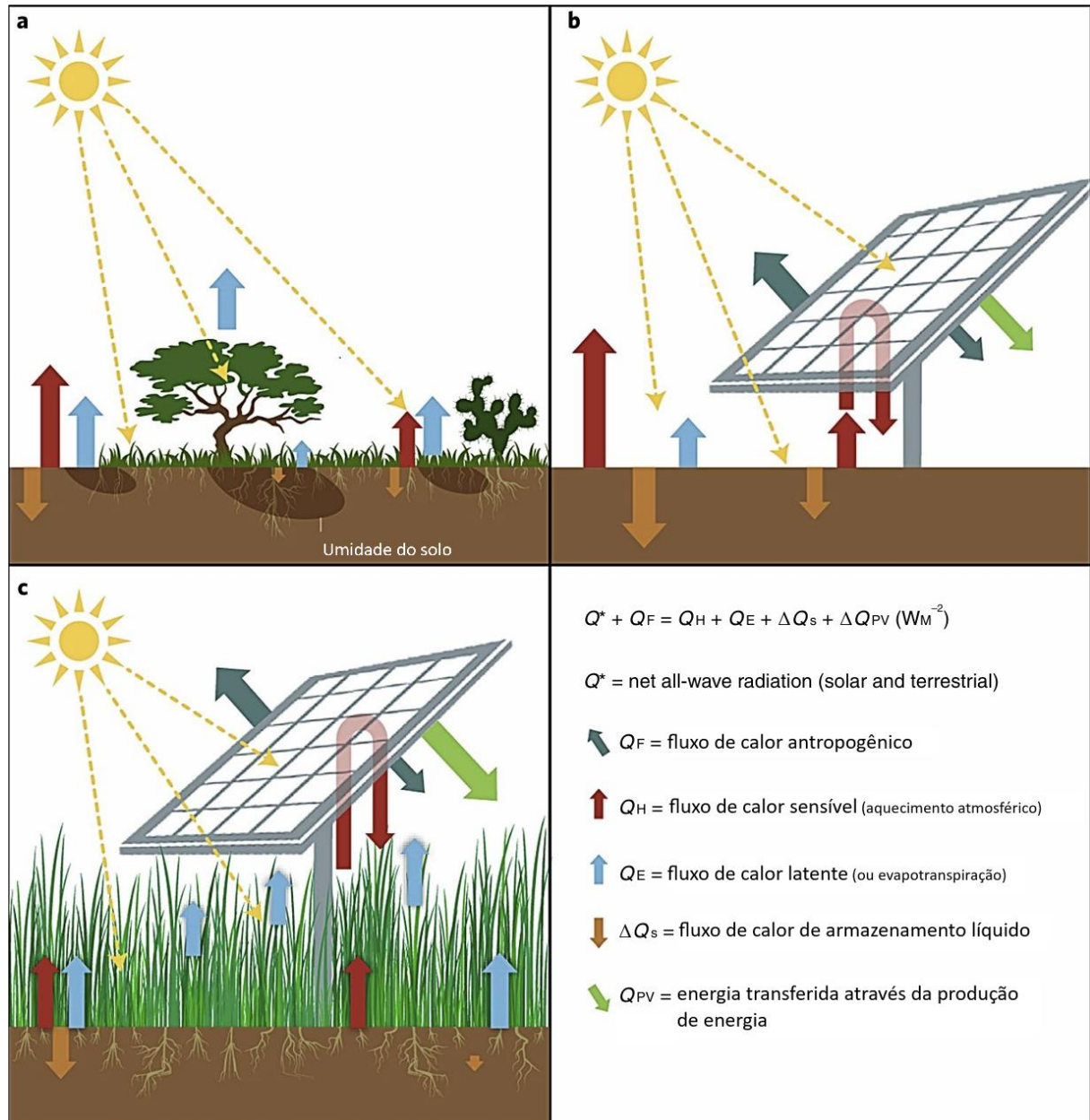
Segundo Weselek *et al.* (2019), a combinação entre a produção de energia e cultivos a partir de sistemas agrofotovoltaicos, no geral, pode aumentar a produtividade da terra em 70% quando comparada ao uso exclusivo para agricultura ou geração de energia solar. Além disso, os módulos acima da cultura atuam como proteção contra o excesso de temperatura (DUPRAZ et al., 2011). De acordo com Barron-Gafford *et al.* (2019), a instalação de um sistema agrofotovoltaico pode reduzir significativamente as temperaturas diurnas do ar, a luz solar direta e a demanda atmosférica por água em relação aos ambientes agrícolas tradicionais.

3.3.2. O microclima em sistemas agrofotovoltaicos

A instalação de sistemas agrofotovoltaicos provoca alterações significativas no microclima local, a radiação é um dos fatores mais importantes que afetam o desempenho das culturas sob a estrutura dos módulos, nesse sentido uma redução na produtividade agrícola é a consequência mais provável do cultivo (WESELEK et al., 20219).

A Figura 5 adaptada de Barron-Gafford et al. (2019) ilustra o fluxo de energia ao meio-dia assumindo taxas iguais de energia recebida do sol (setas amarelas) em três cenários distintos, um ecossistema com vegetação (a), uma instalação solar fotovoltaica (b) e um sistema agrofotovoltaico. Do cenário (a) para o (b) a dinâmica do fluxo de energia é significativamente alterada devido à remoção da vegetação, o que diminui o fluxo de calor latente (evapotranspiração). Dessa forma se eleva o fluxo de calor sensível (setas vermelhas e laranjas), aumentando a temperatura local. No cenário (c) a presença da vegetação, neste caso, plantas agrícolas, restauram o fluxo de calor latente o que proporciona uma redução na perda de calor sensível para a atmosfera.

Figura 5. Ilustração de mudanças na troca de energia ao meio-dia com transições de sistemas naturais, painéis solares fotovoltaicos e um sistema agrofotovoltaico colocalizado.



Fonte: Adaptado de Barron-Gafford et al. (2019).

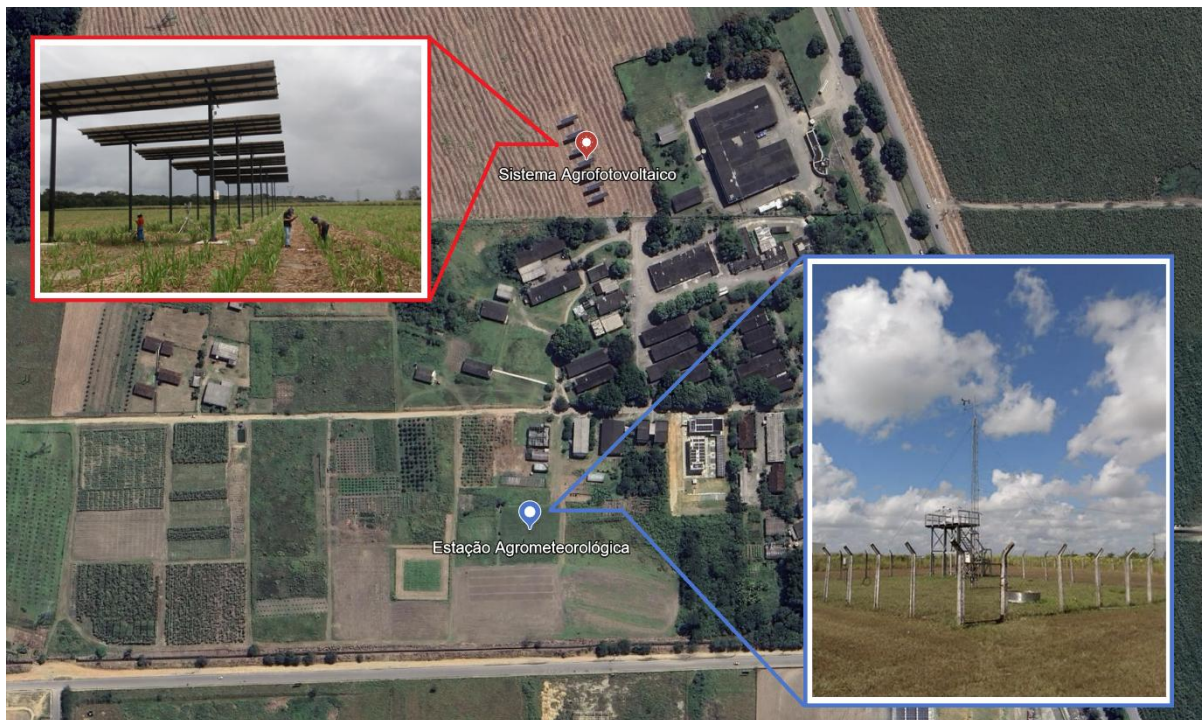
Conforme observado por Barron-Gafford et al. (2019), a Radiação Fotossinteticamente Ativa do inglês Photosynthetically Active Radiation (PAR) – que representa a faixa espectral da radiação solar de 400 a 700 nm (DUPRAZ et al., 2011) - é consistentemente menor sob os módulos, com uma redução que pode chegar a um terço a depender do período do ano, variando conforme a altitude solar, a posição e a configuração dos arranjos.

4. METODOLOGIA

4.1. Descrição da região e local da pesquisa

O local de pesquisa em que foi realizada a instalação do sistema agrofotovoltaico (SAF) está localizado dentro de uma área de cultivo comercial da Usina Santa Clotilde, adjacente ao Campus de Engenharias e Ciências Agrárias (CECA) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL) no município de Rio Largo - AL, com coordenadas geodésicas $09^{\circ} 28' S$; $35^{\circ} 49' W$ e 127 metros acima do nível do mar, conforme ilustrado na Figura 6 em vermelho. O clima dessa região é úmido, megatérmico, com deficiência de água moderada no verão e grande excesso de água no inverno, segundo classificação de Thorthwaite & Mather (1955). As normais climatológicas da precipitação pluvial anual e temperatura do ar média anual são 1818 mm e $25,4^{\circ} C$, respectivamente.

Figura 6. Localização da Estação Agrometeorológica e do local de pesquisa do Sistema Agrofotovoltaico

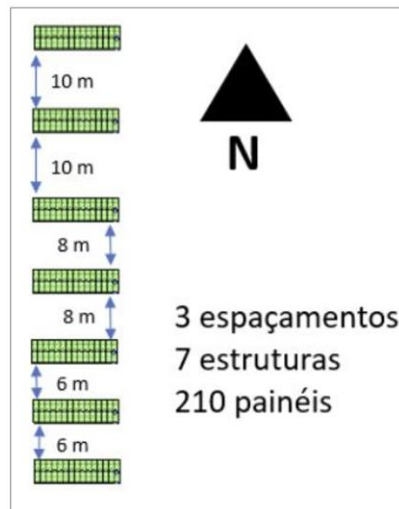


Fonte: Autor

O SAF foi construído em três configurações associadas a produção de cana de açúcar. As estruturas nas quais são fixados os módulos fotovoltaicos e que permitem a elevação do sistema são compostas por uma unidade estrutural com duas colunas e um eixo horizontal composto por longarinas de 15 metros. Cada conjunto estrutural comporta duas fileiras com 15 módulos, totalizando 30 módulos por estrutura. A estrutura que compõe o conjunto de módulos

foi então replicada, mantendo-se a altura, a orientação Norte e inclinação de 10° dos módulos. Sendo as três configurações do SAF diferentes quanto aos espaçamentos entre suas estruturas, 10, 8 e 6 metros (Figura 7), proporcionando uma taxa de ocupação do solo de, 0,285, 0,33 e 0,39, respectivamente. Essa instalação foi concluída no mês de julho de 2022.

Figura 7. Configuração do sistema agrofotovoltaico com três densidades de painéis fotovoltaicos resultante dos diferentes espaçamentos entre unidade estrutural.



Fonte: Autor

Os dois pontos de coleta de dados analisados, o Sistema Agrofotovoltaico e a Estação Agrometeorológica, representados na Figura 6, encontram-se separados por uma distância aproximada de 320 metros e estão localizados a uma altitude de 130 metros acima do nível do mar.

4.2. Coleta de dados meteorológicos

No ambiente externo ao sistema agrofotovoltaico (SAF), utilizado como referência para análise comparativa, os dados meteorológicos foram obtidos a partir da Estação Agrometeorológica Automática localizada nas proximidades da área de pesquisa, dentro do CECA/UFAL, conforme também ilustrado na Figura 6 em azul. Essa estrutura forneceu informações essenciais sobre as condições ambientais para o estudo.

A estação agrometeorológica contém um piranômetro (Eppley, modelo 8-48, B&W) e três termômetros (Model 107 Temperature Probe, Campbell Scientific). Esses sensores estão interligados a um sistema de aquisição automático de dados (Microllogger CR3000, Campbell Scientific).

No microambiente do SAF foram coletados os dados de Irradiação Solar por um piranômetro (Eppley, modelo 8-48, B&W) localizado entre os módulos seguindo a inclinação de 10° em relação ao norte e os dados de Temperatura do Ar por um termômetro (Model 107 Temperature Probe, Campbell Scientific).

Para garantir a qualidade dos dados, é fundamental considerar a precisão destes sensores. Segundo o manual do fabricante, a exatidão do Model 107 é uma combinação de múltiplas fontes de erro. Para a faixa de temperatura observada neste estudo, as principais componentes são:

- Erro de Intercambialidade: ± 0.10 °C, representa a variação máxima entre sensores individuais.
- Erro da Equação de Steinhart-Hart: $\leq \pm 0.01$ °C, referente à imprecisão do modelo matemático que converte resistência em temperatura.
- Precisão Total (pior cenário): ± 0.4 °C, combina todas as fontes de incerteza do sistema de medição.

No caso do piranômetro (Eppley, modelo 8-48, B&W), segundo as especificações do fabricante, os principais erros e incertezas do sensor a serem considerados são:

- Faixa espectral: 295–2800 nm.
- Tempo de resposta (95%): 30 segundos.
- Erro direcional (erro cosseno): até 30 W/m².
- Erro de linearidade: 1%.
- Erro de seletividade espectral: 2%.
- Erro de resposta à temperatura: até 1,5% (–30 °C a +50 °C).
- Erro de inclinação: 3%.
- Incerteza de calibração: < 2%.
- Incerteza de medição:
 - Ponto único: < 10 W/m²
 - Média horária: ~2%
 - Média diária: ~1%

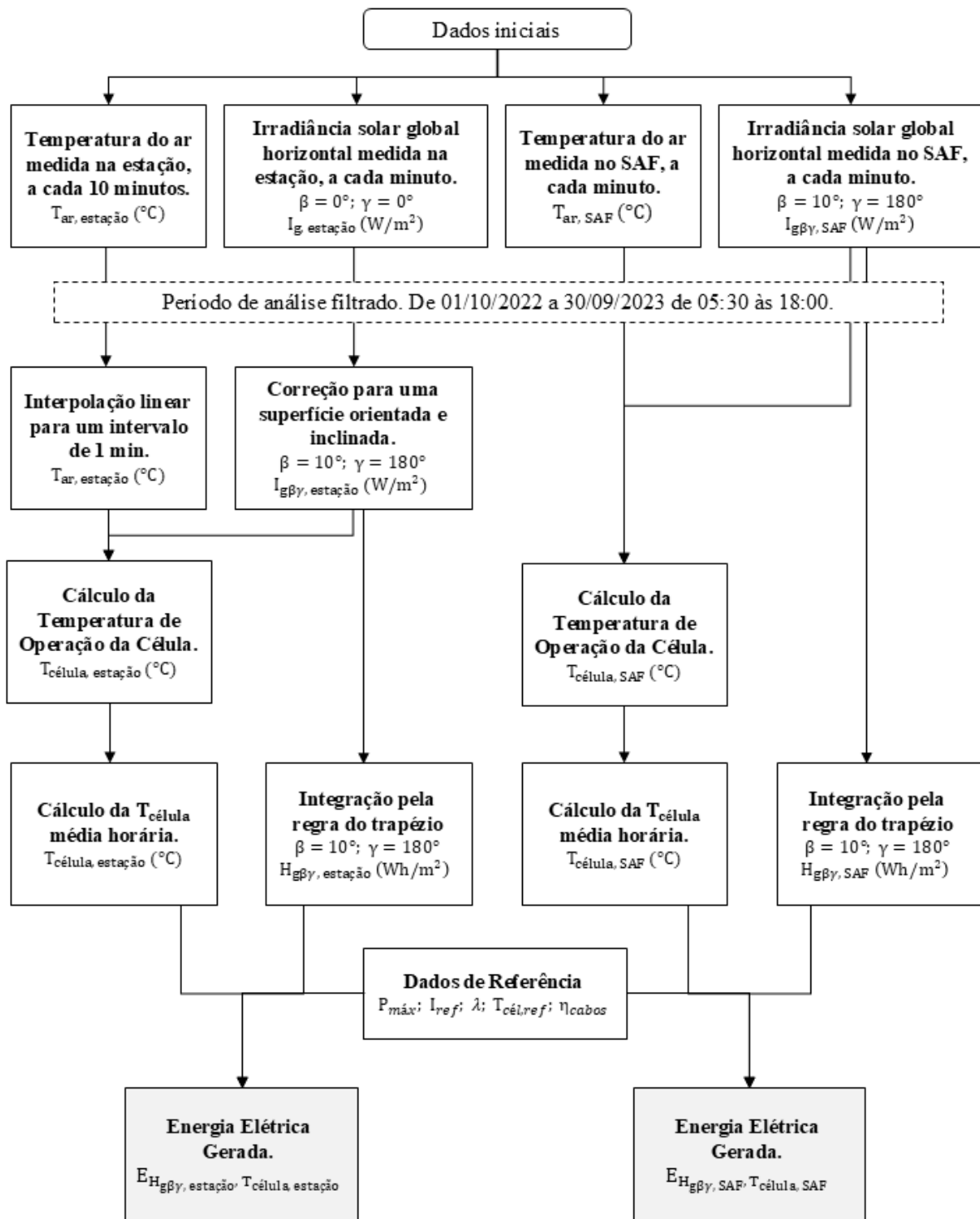
As medições foram realizadas diariamente em intervalos de 1 min e o período considerado para estudo foi das 05:30 às 18:00 do mês de outubro de 2022 a setembro de 2023.

4.3. Fluxograma de cálculos

A sequência de procedimentos adotados na estimativa da geração de energia está esquematizada no fluxograma da Figura 8. O processo inicia com os dados brutos de temperatura e irradiância de ambos os locais. Após a delimitação do período de análise, o fluxo então se divide em dois caminhos paralelos. Os dados da estação agrometeorológica passam por etapas de pré-processamento, incluindo a interpolação da temperatura e a correção matemática da irradiância para a mesma condição de inclinação e orientação medidos no SAF. Em contrapartida, os dados medidos diretamente no SAF são utilizados sem a necessidade dessas correções.

Ambos os conjuntos de dados, tratados e brutos, são então utilizados para calcular a temperatura de operação da célula e a irradiação solar global horária. Por fim, aplicando os mesmos parâmetros de referência do módulo fotovoltaico, o modelo estima a energia elétrica gerada para cada cenário, possibilitando uma comparação direta entre o resultado baseado em dados externos e o baseado em medições locais.

Figura 8. Fluxograma procedimentos adotados na estimativa da geração de energia.



Fonte: Autor

4.4. Estimativa de geração de energia elétrica

Os dados de irradiação e temperatura do ar são base para a estimativa da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico convencional e o agrofotovoltaico. Sendo assim, os dados de irradiação coletados na estação agrometeorológica foram ajustados para a mesma orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos do SAF, respectivamente, Norte e 10 (dez) graus. Dessa forma, foi seguida a metodologia sugerida por Iqbal (1983), na qual irradiação solar global horário incidente em uma superfície orientada e inclinada arbitrariamente ($H_{g\beta\gamma}^h$) é determinada a partir da Equação 2 abaixo, conforme o modelo *circumsolar*:

$$H_{g\beta\gamma}^h = H_g^h \frac{\cos(\theta_{\bar{h}})}{\cos(\theta_{z\bar{h}})} \quad (2)$$

em que H_g^h é a irradiação solar global no plano horizontal (H_g) horária. Os ângulos $\theta_{\bar{h}}$ e $\theta_{z\bar{h}}$ são, respectivamente, o ângulo de incidência em uma superfície orientada e inclinada arbitrariamente em um determinado horário e o ângulo zenital em um determinado horário. O modelo (*circumsolar*), segundo Iqbal (1982), se aplica a céus limpos e sem nuvens. Ele pressupõe que toda a radiação recebida por uma superfície horizontal é originada da direção solar. Assim, a radiação difusa pode ser tratada da mesma forma que a radiação direta.

As estimativas de irradiação solar global incidente a cada hora no plano dos módulos fotovoltaicos ($H_{g\beta\gamma}^h$) foram realizadas através da integral apresentada na Equação 3. Tendo como base os dados de outubro de 2022 a setembro de 2023 da irradiância solar global num plano horizontal (I_g) coletados minuto a minuto na estação agrometeorológica.

$$H_{g\beta\gamma}^h = \int_{h_i}^{h_f} I_{g\beta\gamma} dh \quad [Wh m^{-2}] \quad (3)$$

Sendo $I_{g\beta\gamma}$ a irradiância solar global incidente na superfície inclinada e orientada do módulo FV estimada através da Equação 4:

$$I_{g\beta\gamma} = I_g \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4)$$

Em que θ é o ângulo entre os raios incidentes diretos e a normal à superfície do módulo FV, e θ_z o ângulo zenital, formado pelas semirretas definidas pela direção do Sol e a vertical. O $\cos(\theta_z)$ e o $\cos(\theta)$ são definidos pela Equação 5 e Equação 6:

$$\cos(\theta_z) = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & (\sin \phi \cos \beta - \cos \phi \sin \beta \cos \gamma) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \sin \phi \sin \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (6)$$

em que ϕ corresponde à latitude geográfica, fixa para um determinado local, variando de 0° a $\pm 90^\circ$, com valores positivos no hemisfério norte e negativos no hemisfério sul; δ é a declinação solar; ω é o ângulo horário; β é a inclinação da superfície do módulo fotovoltaico com a horizontal, neste projeto a inclinação dos módulos é de 10° ; γ é o ângulo azimute, determinado pela inclinação da normal à superfície do módulo em relação ao meridiano local, sendo zero ao Sul e positivo em direção ao Leste. Quando a orientação dos módulos está alinhada ao norte, o azimute corresponde a 180° .

A declinação solar (δ) é a posição angular do sol ao meio-dia solar em relação ao plano do equador. Sua faixa de variação é $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$, sendo positivo, quando estiver no hemisfério norte. Segundo Iqbal (1983) ela pode ser expressa com maior grau de precisão pela equação de Spencer, em graus (Equação 7):

$$\begin{aligned} \delta = & (0,006918 \\ & - 0,399912 \cos \Gamma + 0,070257 \sin \Gamma \\ & - 0,006758 \cos 2\Gamma + 0,000907 \sin 2\Gamma \\ & - 0,002697 \cos 3\Gamma + 0,001480 \sin 3\Gamma) (180/\pi) \end{aligned} \quad (7)$$

sendo Γ o ângulo diário, em radianos, representado pela Equação 8:

$$\Gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365} \quad (8)$$

em que n é o número do dia do ano e varia de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro.

Ainda sobre a Equação 5, o ângulo horário (ω) é o ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o Sol e o semiplano que contém o meridiano local (FRONTIN *et al.* 2017). Contando a partir do meio-dia, ele muda 15° por hora. Ele é positivo no período da tarde e sua faixa de variação é de -180° até $+180^\circ$. Como ele está relacionado ao tempo solar verdadeiro, pode ser definido pela Equação 9:

$$\omega = 15 (\text{HORA PADRÃO LOCAL} - \text{MEIO DIA SOLAR}) \quad (9)$$

sendo,

$$\text{MEIO DIA SOLAR} = 12:00 - 4(|L_S| - |L_e|) - E_t \quad (10)$$

No cálculo da hora que corresponde ao meio-dia solar, o termo $-4(|L_S| - |L_e|)$, sendo L_S a Longitude Padrão e L_C a Longitude Local, representa a correção da longitude, que é de 4 minutos para cada grau, levando em conta a diferença entre os meridianos local e padrão. Para realizar essa conversão, é necessário conhecer o meridiano padrão para o fuso horário local. Todos os meridianos padrão internacionais são múltiplos de 15° a leste ou oeste de Greenwich. Portanto, todos os horários padrão são múltiplos de horas à frente ou atrás do Horário Médio de Greenwich (GMT). No local da pesquisa no município de Rio Largo-AL, o meridiano padrão é -45° e o local é -35° .

Conforme mencionado por Iqbal (1983), o tempo solar é determinado pela rotação da Terra em torno de seu eixo polar e sua revolução ao redor do Sol. Um dia solar é definido como o intervalo de tempo, que não necessariamente corresponde a exatas 24 horas, durante o qual o Sol completa um ciclo aparente em torno de um observador estacionário na Terra. A duração do dia solar varia ao longo do ano devido a dois fatores principais:

1. A Terra varre áreas desiguais no plano da eclíptica enquanto gira em torno do Sol.
2. O eixo da Terra é inclinado em relação ao plano da eclíptica.

Sendo assim, um observador voltado para o equador hoje acerta um relógio (funcionando em uma taxa uniforme) ao meio-dia, quando o Sol está diretamente sobre o meridiano local, então depois de um mês ou mais ao meio-dia, horário do relógio, o Sol pode não aparecer exatamente sobre o meridiano local. Uma discrepância de até 16 minutos é possível. Essa diferença é chamada de equação do tempo e é medida em relação a um movimento terrestre perfeitamente uniforme. Segundo Spencer (1971 apud Iqbal, 1983), a seguinte série representada na Equação 11 fornece a equação do tempo (em minutos):

$$E_t = (0,000075 + 0,001868 \cos \Gamma - 0,032077 \sin \Gamma - 0,014615 \cos 2\Gamma - 0,04089 \sin 2\Gamma) \quad (229,18) \quad (11)$$

nesta equação, o primeiro termo do lado direito entre parênteses representa E_t em radianos e o multiplicador 229,18 o converte em minutos. O erro máximo com esta série é de 0,0025 rad, equivalente a cerca de 35 s.

A previsão de geração de eletricidade pelo sistema fotovoltaico será feita através da Equação 12, adaptada de Frontin et al. (2017):

$$E_g = \int_{h_i}^{h_f} P_{\text{máx}} \cdot \frac{H_{g\beta\gamma}^h}{I_{\text{ref}}} \cdot [1 - \lambda \cdot (T_{\text{célula}} - T_{\text{c,ref}})] \cdot \eta_{\text{cc-ca}} \cdot \eta_{\text{cabos}} d\omega \quad (12)$$

sendo,

- E_g é a energia produzida pelo gerador fotovoltaico (Wh).
- h_i e h_f são, respectivamente, a hora inicial (05:30) e a hora final (18:00) do período do dia analisado.
- $P_{\text{máx}} = 350$ W a Potência Máxima de um módulo fotovoltaico definida sob as Condições Padrão de Teste (STC) industrial de irradiação solar de 1.000 W/m^2 (I_{ref}) com ângulo zero de incidência, espectro solar de massa de ar a 1,5 e temperatura de referência da célula fotovoltaica ($T_{\text{c,ref}}$) de 25°C .
- I_{ref} é irradiância solar de referência, igual a 1.000 W/m^2 .
- λ o Coeficiente de Temperatura da Potência Máxima, é a variação na potência de saída do painel para temperaturas diferentes de 25°C , igual a $-0,39 \text{ \%/}^\circ\text{C}$.
- Os limites de integração ω_{sr} e ω_{ss} são, respectivamente, os horários inicial e final do intervalo de integração de uma hora, mínimo às 5:30 e máximo às 18:00.
- $\eta_{\text{cabos}} = 96,0 \text{ \%}$ o fator de eficiência dos cabos.
- $\eta_{\text{cc-ca}} = 98,6 \text{ \%}$ o fator de eficiência do conversor.
- $T_{\text{célula}}$ é a temperatura de operação da célula, que pode ser calculada a partir da Equação 13 segundo Frontin et. al (2017).

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ambiente}} + H_{g\beta\gamma} \left(\frac{T_{\text{NOC}} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ Wm}^{-2}} \right) (0.9) \quad (13)$$

- T_{ambiente} é a temperatura ambiente medida. Os dados de temperatura utilizados correspondem ao mesmo período de observação dos dados de Irradiação, de outubro de 2022 a setembro de 2023.
- $T_{\text{NOC}} = 45^\circ\text{C}$. É a Temperatura Nominal de Operação da Célula, que é a temperatura alcançada pelos módulos fotovoltaicos com circulação de ar livre, em condições

normais definidas pela norma IEC/TS 61.836, como: irradiância solar igual a 800 W/m², temperatura ambiente igual a 20°C e velocidade do vento = 1 m/s (Frontin et. al 2017).

A estimativa da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico foi realizada para dois cenários (1) considerando os dados de irradiação e temperatura coletados na estação agrometeorológica do CECA/UFAL, (2) considerando os dados de irradiação e temperatura coletados no local do Sistema Agrofotovoltaico.

4.5. Análise estatística: teste t pareado

Para verificar se as diferenças observadas entre os conjuntos de dados comparados são estatisticamente significativas, foi empregado o teste t de Student para amostras emparelhadas ou teste t pareado. O teste é apropriado para comparar as médias de duas amostras quando cada observação tem um correspondente direto na outra amostra, ocorre quando as observações nas duas populações de interesse são coletadas em pares (MONTGOMERY; RUNGER, 2024), como é o caso de medições realizadas em períodos simultâneos nos dois locais.

O valor da estatística t representa o tamanho da diferença observada entre os grupos em relação à variabilidade dos dados. Quanto maior esse valor, maior é a evidência contra a hipótese nula, ou seja, maior a probabilidade de que a diferença entre os grupos não tenha ocorrido por acaso. No entanto, é o valor de p que determina se essa evidência é estatisticamente significativa. Valores de p inferiores a 0,05 indicam significância estatística, enquanto valores menores que 0,01 ou 0,001 representam níveis ainda mais elevados de confiança. Portanto, embora o valor de t forneça uma medida da força da diferença, é o valor de p que define se essa diferença pode ser considerada confiável dentro dos critérios estatísticos adotados.

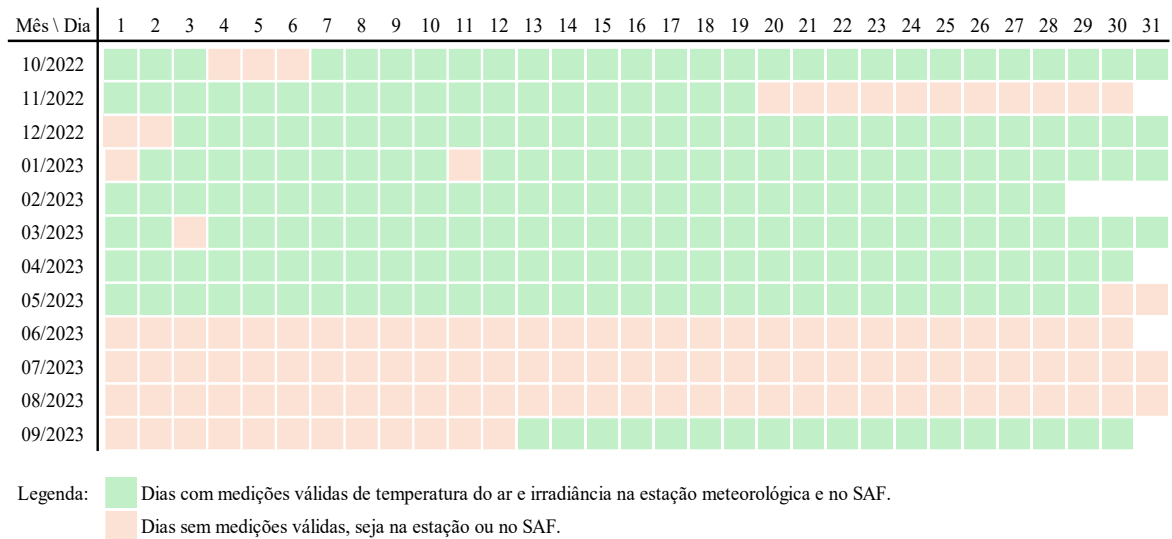
O teste avalia uma hipótese nula, de que a média das diferenças entre os pares é igual a zero, e uma hipótese alternativa, de que a média das diferenças não é zero, indicando uma diferença significativa. Para a aplicação do teste, assume-se que as diferenças entre os pares de observações seguem uma distribuição aproximadamente normal.

Neste trabalho, o teste t para amostras emparelhadas será utilizado para comparar as médias de temperatura do ar medidas no mesmo dia e horário em locais distintos. Para realizar a análise estatística foi utilizado o *software* Jamovi (versão 2.6).

5. RESULTADOS

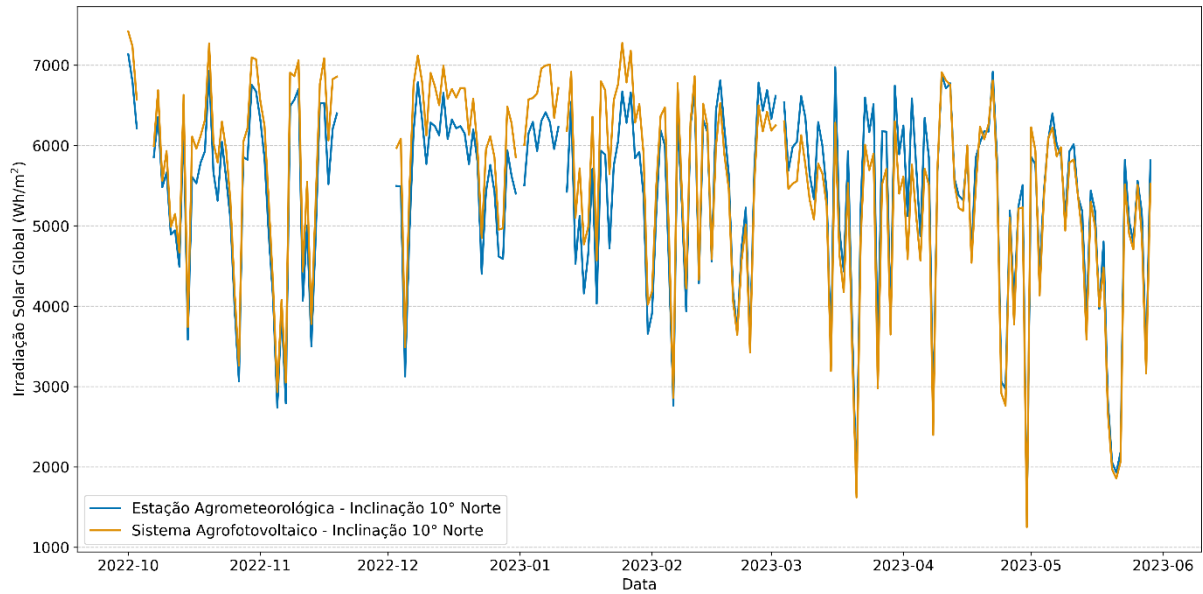
As medições de irradiância solar e temperatura do ar no ambiente do sistema AFV foram realizadas no período de outubro de 2022 a setembro de 2023. Dessa forma, a análise inicial dos dados da estação agrometeorológica se restringiu a esse período. No entanto, foram identificados dias em que as medições de alguns desses fatores não foram registradas, conforme ilustrado na Figura 9. Para que a análise desses fatores fosse realizada no maior período de medições válidas, considerou-se o intervalo de 01/10/2022 a 29/05/2023. Dias dentro desse período com lacunas em alguma das medições foram totalmente desconsiderados. No total foram 222 dias de medições válidas.

Figura 9. Período de medições de Irradiância Solar e Temperatura do Ar.



Fonte: Autor, 2025.

No período analisado, o Gráfico 1 apresenta as observações da irradiação solar global (em Wh/m²) para diferentes configurações e os locais da pesquisa. A linha azul representa a estimativa de irradiação em uma superfície inclinada arbitrariamente a 10° Norte ($H_{g\beta\gamma}^h$ Estação) com base nas medições no plano horizontal, registrada na estação agrometeorológica, após ajuste conforme Equação 2. A irradiação observada em um plano com inclinação de 10° Norte, porém no sistema agrofotovoltaico ($H_{g\beta\gamma}^h$ AFV) é representada pela linha laranja.

Gráfico 1: Comparativo da irradiação solar global horária.

Fonte: Autor, 2025.

Em análise aos dois cenários de irradiação em Rio Largo – AL (Tabela 01), observa-se características importantes que podem afetar no desempenho do sistema ao longo do ano e na estimativa de geração de energia. As variações mensais destacam a influência sazonal na irradiação em diferentes inclinações. Por outro lado, as medições de irradiação realizadas no local do SAF demonstraram uma vantagem durante os meses de outubro a fevereiro em comparação com a irradiação ajustada a 10° Norte medida na estação agrometeorologia.

Tabela 1: Comparativo da média mensal da irradiação solar global horária

	out-22	nov-22	dez-22	jan-23	fev-23	mar-23	abr-23	mai-23	Média Geral
(1) $H_{g\beta\gamma}^h$ Estação	5617	5209	5699	5655	5367	5556	5354	4869	5425 Wh/m ²
(2) $H_{g\beta\gamma}^h$ AFV	5913	5574	6144	6235	5378	5170	5155	4749	5534 Wh/m ²
$\Delta(1 - 2)$	-296	-365	-445	-580	-11	386	199	120	-109 Wh/m ²

Fonte: Autor, 2025.

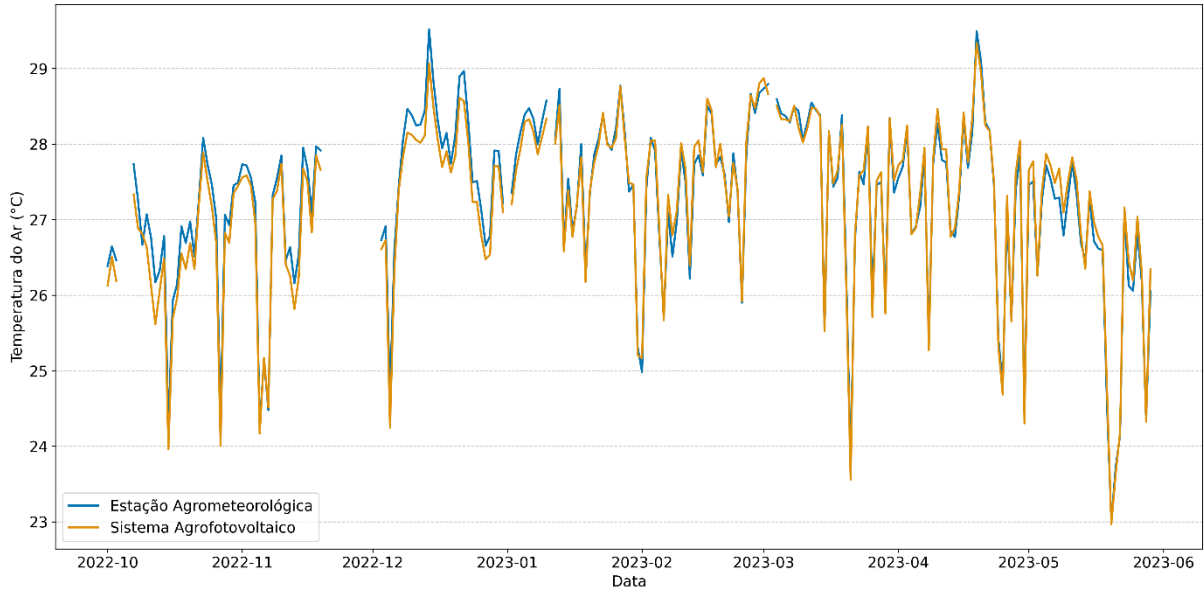
Tabela 2: Resumo estatístico da irradiação na estação agrometeorológica e no SAF.

	N	Média	Mediana	Desvio-padrão	Erro-padrão
$H_{g\beta\gamma}^h$ Estação	222	5425 Wh/m ²	5765 Wh/m ²	1144 Wh/m ²	76,8 Wh/m ²
$H_{g\beta\gamma}^h$ AFV	222	5534 Wh/m	5807 Wh/m ²	1227 Wh/m ²	82,4 Wh/m ²

Fonte: Autor, 2025.

O Gráfico 2 apresenta um comparativo da temperatura média diária do ar (em °C), medida entre as 05:30 e 18:00. Visualmente demonstra uma forte correlação entre as variações de temperatura do ar na estação agrometeorológica (linha azul) e do SAF (linha amarela), o que também se observa nas médias mensais de temperatura na Tabela 3.

Gráfico 2: Comparativo da temperatura média diária do ar medidas na estação agrometeorológica e no sistema agrofotovoltaico (SAF).



Fonte: Autor, 2025.

Tabela 3: Comparativo da média mensal da temperatura do ar.

	out-22	nov-22	dez-22	jan-23	fev-23	mar-23	abr-23	mai-23	Média Geral
(1) T_{ar} Estação	26,7	26,9	27,8	27,8	27,4	27,7	27,3	26,4	27,3 °C
(2) T_{ar} AFV	26,5	26,7	27,5	27,7	27,5	27,6	27,4	26,6	27,2 °C
$\Delta(1 - 2)$	0,3	0,2	0,3	0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,1 °C

Fonte: Autor, 2025.

Tabela 4: Resumo estatístico da temperatura do ar na estação agrometeorológica e no SAF.

	N	Média	Mediana	Desvio-padrão	Erro-padrão
T_{ar} Estação	222	27,3 °C	27,5 °C	1,13 °C	0,0762 °C
T_{ar} AFV	222	27,2 °C	27,5 °C	1,15 °C	0,0771 °C

Fonte: Autor, 2025.

O teste t para amostras emparelhadas ($t = 4,9$; $gl = 221$; $p < 0,001$) aplicado as médias de temperatura nos dois cenários (Tabela 5) indica uma diferença estatisticamente significativa. Esse valor de $t = 4,9$ elevado e $p < 0,001$ demonstra que a diferença observada é consistente ao longo das medições.

No entanto, a diferença média foi de apenas $0,1\text{ °C}$, inferior a precisão total do termômetro ($\pm 0,4\text{ °C}$). Portanto, embora estatisticamente significativo, a variação está dentro da margem de imprecisão do equipamento e não pode ser considerada uma diferença real, já que os valores estão dentro da margem de imprecisão do equipamento. Conclui-se que a temperatura do ar no sistema agrofotovoltaico se manteve equivalente à da estação agrometeorológica, dentro dos limites de medição.

Tabela 5: Teste t pareado aplicado às médias de temperatura do ar.

			Valor-t	gl	Valor-p
T_{ar} Estação	T_{ar} AFV	t de Student	4,9	221	< 0,001
Hipótese: T_{ar} Estação > T_{ar} AFV					

Fonte: Autor, 2025.

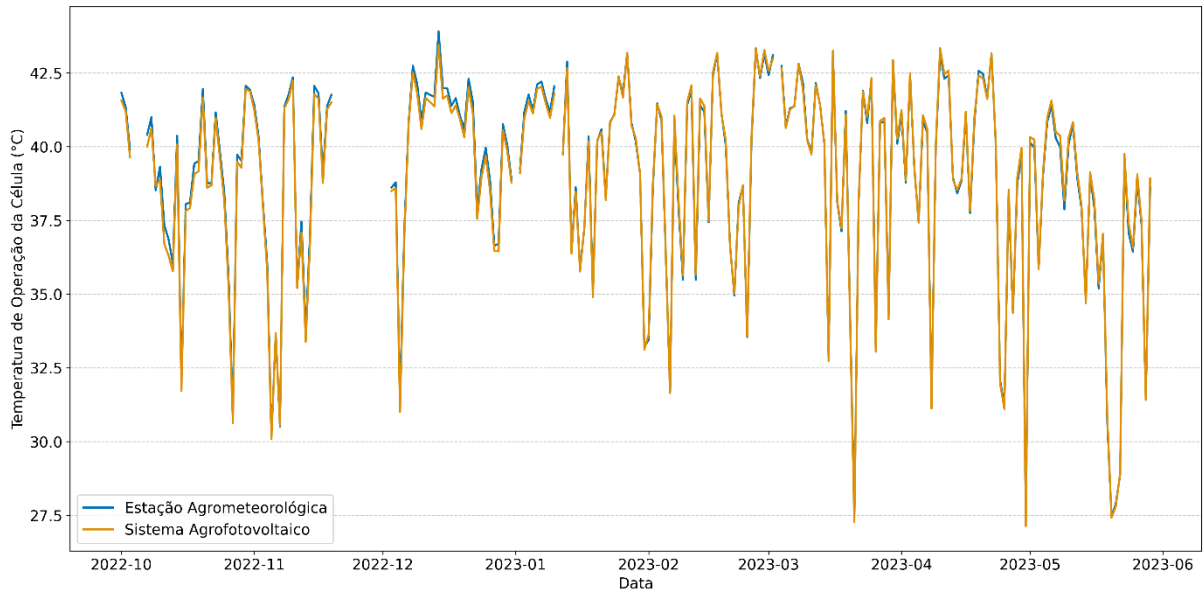
O Gráfico 3 apresenta um comparativo das estimativas de temperatura de operação das células fotovoltaicas, conforme Equação 13 em função das medições de irradiação a 10° Norte e temperatura do ar em cada local. Assim como as medições de temperaturas do ar, as temperaturas de operação da célula estimadas no SAF, tendem a se manter ligeiramente abaixo da linha da estação agrometeorológica na maior parte do tempo, sugerindo que as células no SAF operam a temperaturas mais baixas, resultando em uma média geral $0,1\text{ °C}$ menor. As temperaturas de operação mais baixas estão diretamente associadas a uma melhor eficiência de conversão elétrica dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 6: Comparativo da média mensal da estimativa de temperatura de operação da célula fotovoltaica.

	out-22	nov-22	dez-22	jan-23	fev-23	mar-23	abr-23	mai-23	Média Geral
(1) $T_{célula}$ Estação	38,9	38,2	40,1	40,0	39,0	39,7	38,9	36,9	39,0 °C
(2) $T_{célula}$ AFV	38,6	38,0	39,9	39,9	39,1	39,6	38,9	37,1	38,9 °C
$\Delta(1 - 2)$	0,3	0,2	0,3	0,2	-0,1	0,1	0,0	-0,2	0,1 °C

Fonte: Autor, 2025.

Gráfico 3. Comparativo da estimativa de temperatura de operação da célula fotovoltaica.



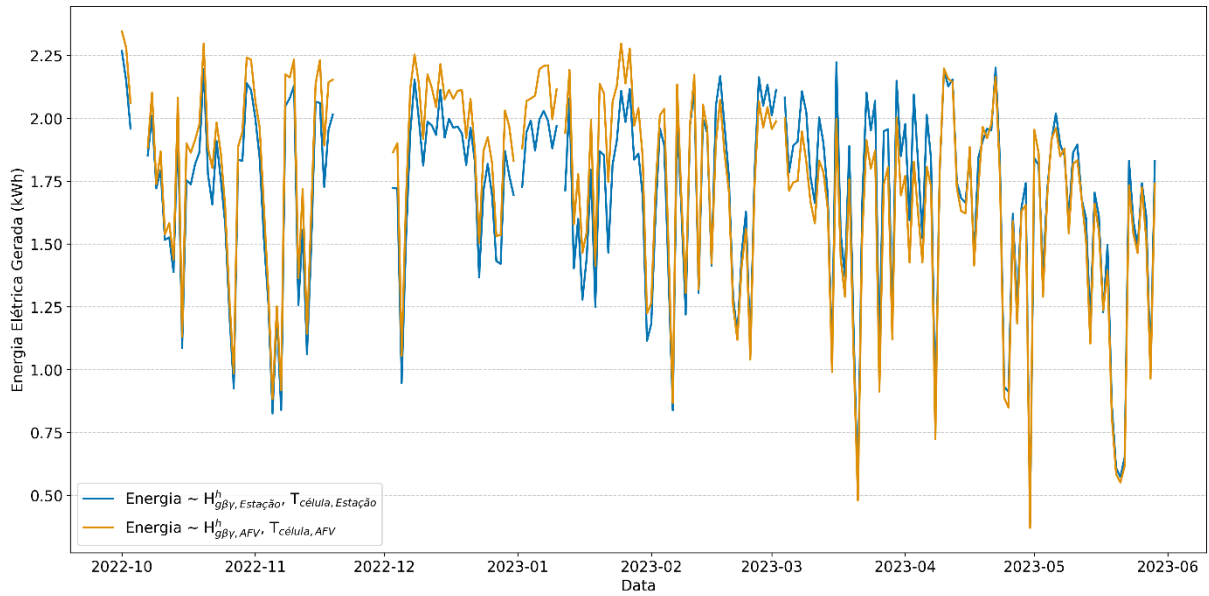
Fonte: Autor, 2025.

O Gráfico 4 compara as estimativas diárias da energia elétrica gerada por um módulo fotovoltaico de 350 W, calculada conforme a Equação 12, detalhada na metodologia. A análise contrapõe dois cenários distintos, que utilizam diferentes fontes de dados para a irradiação solar e a temperatura de operação das células:

1. Cenário 1 (Energia $\sim H_{g\beta\gamma, \text{Estação}}^h, T_{\text{célula}, \text{Estação}}$): Utiliza dados da estimativa de irradiação no plano inclinado 10° Norte e a temperatura de operação da célula estimada a partir da temperatura do ar medida, ambos medidos na estação.
2. Cenário 2 (Energia $\sim H_{g\beta\gamma, \text{AFV}}^h, T_{\text{célula}, \text{AFV}}$): Utiliza dados de irradiação medidos no sistema agrofotovoltaico no plano inclinado de 10° Norte e na mesma altura dos módulos e a temperatura de operação da célula estimada a partir da temperatura do ar medida no ambiente do sistema agrofotovoltaico.

Conforme observado no Gráfico 4, ambos os cenários exibem padrões sazonais e variações diárias semelhantes, o que é esperado devido à proximidade física entre os pontos de medição. Nota-se, contudo, que a geração de energia no Cenário 2 (SAF) se mostrou superior ao Cenário 1 (Estação) até fevereiro de 2023. Esse comportamento é consistente com a curva de irradiação solar apresentada no Gráfico 1, indicando que a irradiação foi o fator predominante na determinação da energia gerada pelo módulo fotovoltaico.

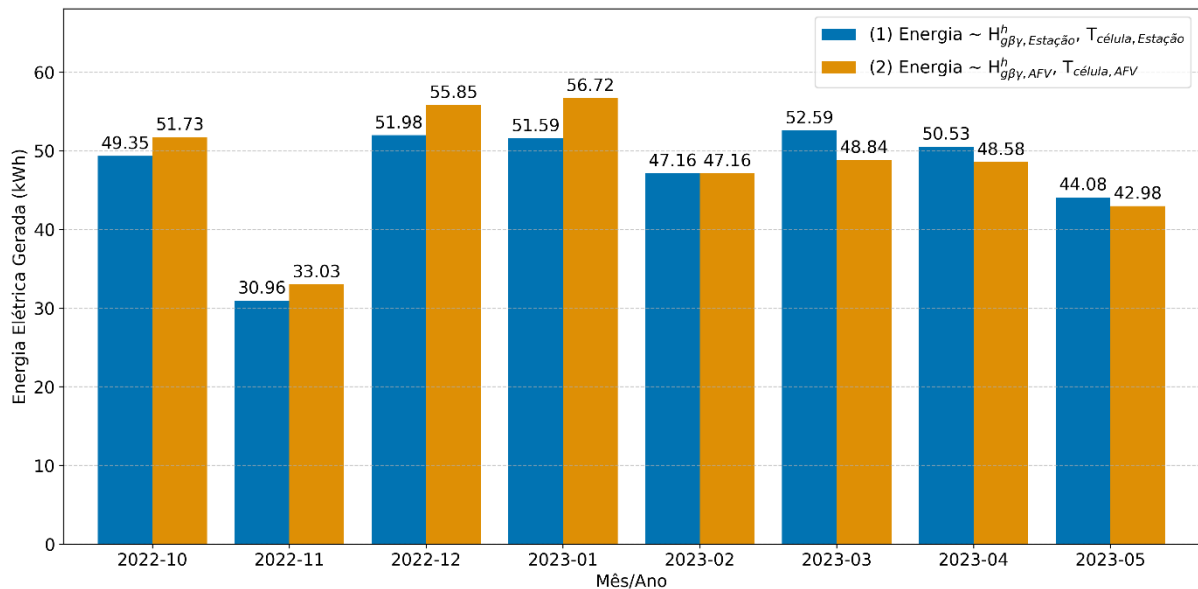
Gráfico 4. Comparativo da estimativa da energia elétrica gerada.



Fonte: Autor, 2025.

Para quantificar o impacto acumulado, o Gráfico 5 apresenta a energia total gerada durante o período avaliado. O Cenário 2 (SAF) alcançou um total de 384,89 kWh/módulo, superando os 378,24 kWh/módulo do Cenário 1 (Estação).

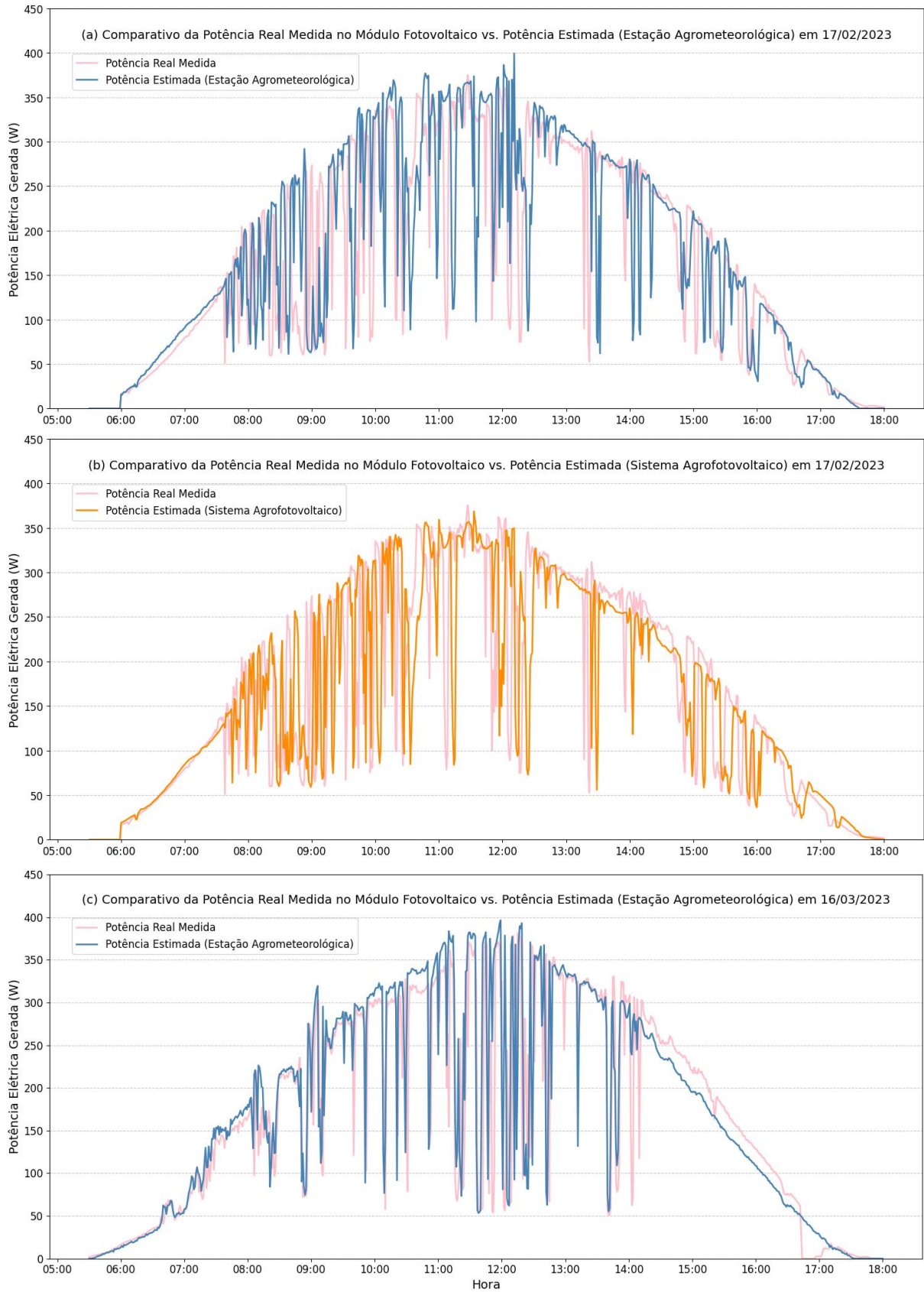
Gráfico 5. Comparativo da média mensal da estimativa da energia elétrica gerada.

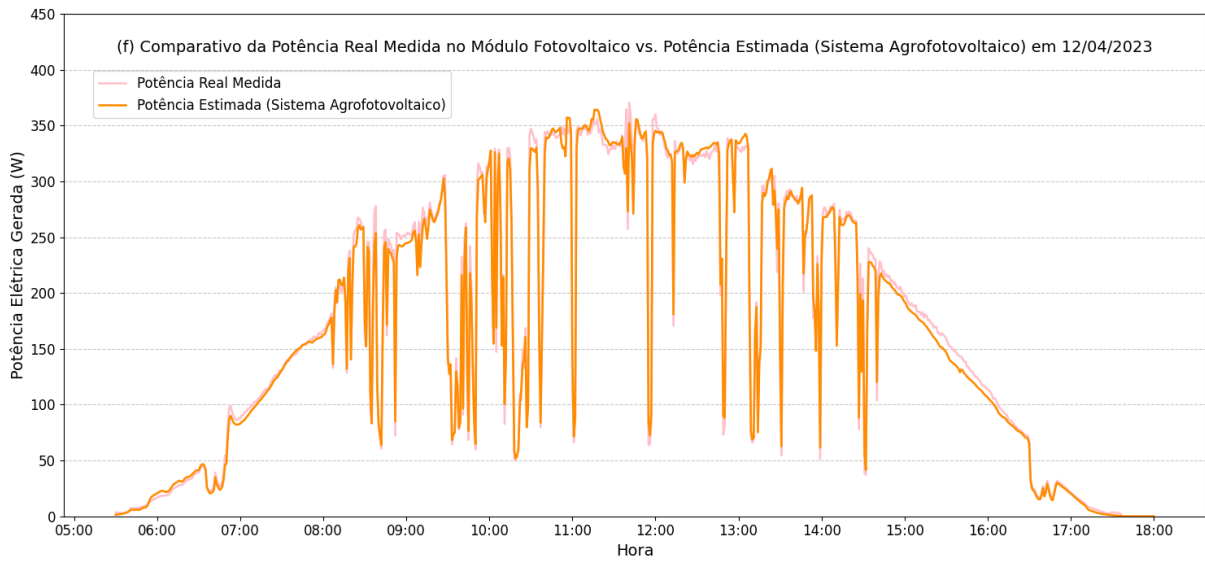
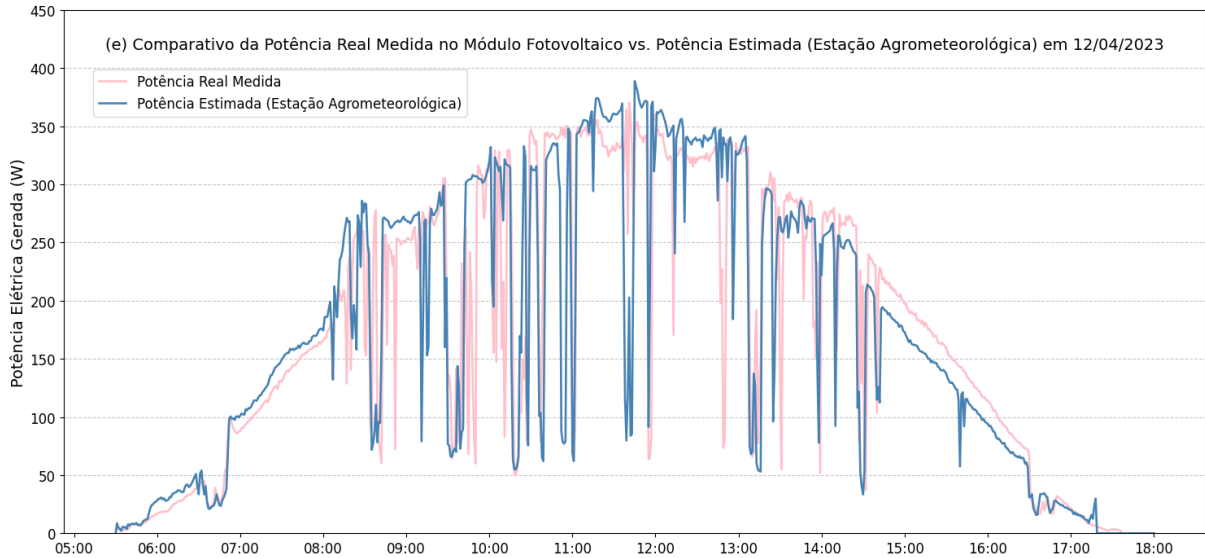
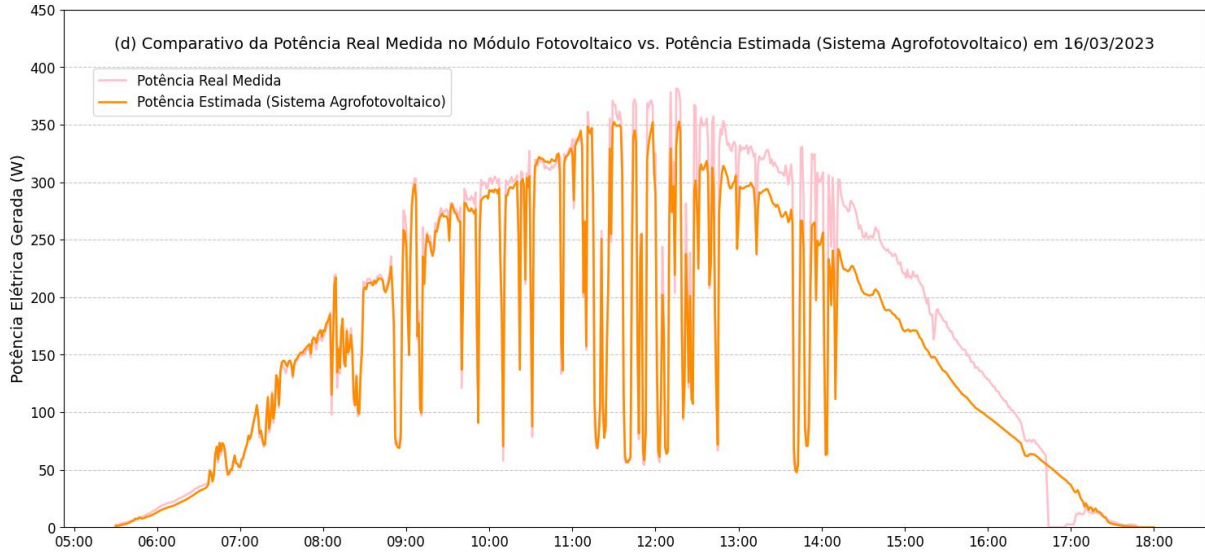


Fonte: Autor, 2025.

A validação do modelo consistiu em comparar a potência elétrica real gerada pelo módulo fotovoltaico (350 W) com as potências estimadas a partir dos dois conjuntos de dados: um proveniente da estação agrometeorológica e o outro do próprio sistema agrofotovoltaico.

Gráfico 6. Comparativo da potência elétrica gerada: medições reais vs estimativas em diferentes cenários:

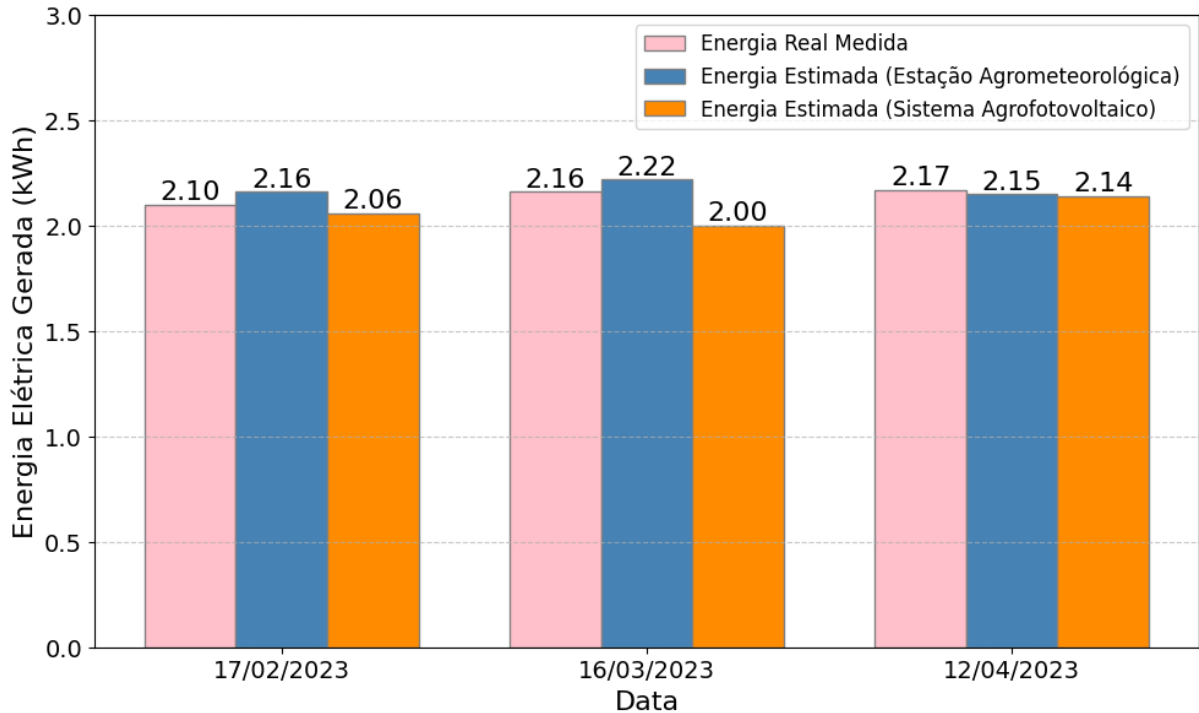




Fonte: Autor, 2025.

Dessa forma, a comparação da energia elétrica gerada em cada dia, considerando os dois cenários de aquisição de dados, é apresentada no Gráfico 7.

Gráfico 7. Comparativo da energia elétrica diária gerada: medições reais vs. estimativas



Fonte: Autor, 2025.

Nos três dias observados, ambos os cenários revelam uma alta correlação entre os valores de energia elétrica gerada medidos e os estimados pelos dois métodos de aquisição de dados: a Estação Agrometeorológica e o Sistema Agrofotovoltaico. Em todos os dias analisados (17/02/2023, 16/03/2023 e 12/04/2023) as estimativas se mantiveram próximas da medição real, com variações inferiores a 0,2 kWh. No dia 17/02/2023, a medição real foi de 2,10 kWh, enquanto a estimativa com os dados da Estação Agrometeorológica superou ligeiramente esse valor (2,16 kWh), e o Sistema Agrofotovoltaico apresentou uma estimativa um pouco inferior (2,06 kWh), com diferença máxima de apenas 0,10 kWh. Já em 16/03/2023, a energia real foi de 2,16 kWh, sendo que a Estação Agrometeorológica novamente superestimou (2,22 kWh) e o Sistema Agrofotovoltaico subestimou (2,00 kWh), apresentando a maior variação entre os dias analisados. No dia 12/04/2023, a medição real foi de 2,17 kWh, com estimativas extremamente próximas: 2,15 kWh pela Estação Agrometeorológica e 2,14 kWh pelo Sistema Agrofotovoltaico, representando a maior aproximação entre os três conjuntos de dados.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo utilizou dados coletados durante um período de aproximadamente oito meses (outubro de 2022 a maio de 2023), resultando em 222 dias válidos de medições. Embora substancial, este período não abrange um ciclo anual completo, o que poderia influenciar a compreensão das variações sazonais na irradiação, temperatura e seu impacto a longo prazo na geração de energia, considerando as estações chuvosas e secas na região. O que também influenciaria em outros fatores como, sujidade dos módulos, velocidade do vento e umidade. As lacunas identificadas na coleta de dados para certos dias também limitaram a completude do conjunto de dados. Esta limitação implica que as conclusões, embora robustas para o período estudado, não podem ser definitivamente extrapoladas para o desempenho ao longo do ano ou para o comportamento do sistema a longo prazo.

Os resultados demonstraram que, embora as temperaturas do ar e de operação das células fotovoltaicas no sistema agrofotovoltaico tenham sido ligeiramente inferiores às observadas na estação agrometeorológica, a diferença média de 0,1 °C está dentro da margem de imprecisão dos sensores utilizados. Embora essa diferença não tenha influenciado substancialmente na geração de energia elétrica, há de se avaliar o impacto dessa variação na produção agrícola.

A irradiância solar, por sua vez, mostrou-se o fator mais determinante na estimativa da geração de energia elétrica. O cenário com dados coletados diretamente no SAF apresentou maior produção energética em relação ao cenário baseado na estação, com destaque para os meses de outubro a fevereiro. A estimativa total de energia gerada por módulo foi de 384,89 kWh no SAF, superando os 378,24 kWh obtidos com os dados da estação.

Além disso, a validação do modelo em três dias específicos evidenciou uma alta proximidade entre os valores estimados e os valores medidos de energia elétrica gerada, com variações inferiores a 0,2 kWh. Essa convergência reforça a confiabilidade do modelo de estimativa apresentado, demonstrando sua capacidade de representar com precisão o comportamento real do sistema agrofotovoltaico. A consistência dos resultados entre os dois cenários analisados valida a metodologia empregada e confirma sua aplicabilidade em contextos similares.

Adicionalmente, os dados coletados na estação agrometeorológica próxima ao sistema mostraram-se suficientes para estimar com precisão a geração de energia elétrica, desde que sejam aplicadas correções adequadas de inclinação e orientação. Isso sugere que, em projetos futuros, pode-se considerar o uso de estações agrometeorológicas compartilhadas como uma

alternativa viável e economicamente eficiente, reduzindo custos com infraestrutura de monitoramento local. Investimentos estratégicos em estações bem distribuídas e com alta qualidade de medição podem ampliar o acesso a dados confiáveis, otimizando o planejamento e a modelagem de sistemas agrofotovoltaicos em diferentes regiões.

Diante dos resultados obtidos e das limitações identificadas, algumas propostas de continuidade são sugeridas para aprofundar a compreensão e expandir a aplicação dos sistemas agrofotovoltaicos:

- Comparar a estimativa de geração de energia elétrica utilizando a metodologia aplicada neste trabalho com a energia efetivamente gerado por um sistema agrofotovoltaico.

- Realizar monitoramento de longo prazo de irradiação, velocidade do vento, umidade e temperatura de um sistema agrofotovoltaico para observar variações sazonais completas e avaliar o desempenho ao longo do tempo.

- Avaliar se a altura da estrutura de um SAF pode contribuir significativamente para uma maior incidência de irradiação ao nascer e ao pôr do sol, devido a mudança da linha do horizonte com a elevação dos módulos fotovoltaicos em estrutura convencional para a estrutura do sistema agrofotovoltaico.

- Realizar estudo comparativo da geração de energia elétrica em um sistema agrofotovoltaico utilizando módulos convencionais e bifaciais.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em 03 jun 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 03 jun 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 03 jun 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em 03 jun 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia. Rio de Janeiro, 2023.

BARRON-GAFFORD, Greg A. et al. **Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands**. *Nature Sustainability*, v. 2, n. 9, p. 848-855, set. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>. Acesso em: 5 mai 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. *Diário Oficial da União* de 07/01/2022, p. 4, col. 1.

CANTOR, Guillermo Andrés Rodríguez. **Influência dos Fatores Climáticos no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos em Regiões de Clima Tropical**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Programa De Pós-Graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/123456789/14787>. Acesso em: 3 maio 2025.

DUPRAZ, C. *et al.* **Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes**. *Renewable Energy*, v. 36, n. 10, p. 2725-2732, out. 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>. Acesso em: 3 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2025: ano base 2023**. Brasília: EPE, 2025.

Frontin, S. de O., Brasil Jr., A. C. P., Carneiro, M. T. D., & De Godoy, N. R. D. (2017). **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar**.

GOETZBERGER, A.; ZASTROW, A. **On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation**. International Journal of Solar Energy, v. 1, n. 1, p. 55-69, jan. 1982. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>. Acesso em: 3 maio 2025.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. New York: Academic Press, 1983. 380 p.

IRENA [International Renewable Energy Agency] e FAO [Food and Agriculture Organization of the United Nations]. **Renewable energy for agri-food systems – Towards the Sustainable Development Goals and the Paris agreement**, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.4060/cb7433en>. Acesso em: 12 maio 2025.

MAMUN, Mohammad Abdullah Al et al. **A review of research on agrivoltaic systems**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 161, p. 112351, jun. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112351>. Acesso em: 5 maio 2025.

MARROU, H. et al. **Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?** Agricultural and Forest Meteorology, v. 177, p. 117-132, ago. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2013.04.012>. Acesso em: 10 mai 2025.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. Tradução e revisão técnica: Verônica Calado; Antonio Henrique Monteiro da Fonseca Thomé da Silva. 7. ed. [2. reimpr.]. Rio de Janeiro: LTC, 2024.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Photovoltaics Research**. U.S. Department of Energy, 2024. Disponível em: <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics>. Acesso em: 28 abril 2025.

NELSON, J. (2003). **The Physics of Solar Cells**. Imperial College Press.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A., 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. CEPEL - CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>. Acesso em: 29 abril 2025.

SILVA, Leandro Vinicius Gomes da Silva et al. **Previsão e otimização da geração de energia fotovoltaica em Rio Largo-AL**. Revista Brasileira de Geografia Física, v. 17, n. 2, p. 945-957, 14 mar. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.26848/rbgf.v17.2.p945-957>. Acesso em: 8 junho 2025.

THE JAMOVI PROJECT. **Jamovi (versão 2.6) [Software]**. 2025. Disponível em: <https://www.jamovi.org>. Acesso em: 28 junho 2025.

UNITED STATES. DEPARTMENT OF ENERGY. **Solar Performance and Efficiency**. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2024. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-performance-and-efficiency>. Acesso em: 05 maio 2025.

UNITED STATES. DEPARTMENT OF ENERGY. **Solar Photovoltaic Cell Basics**. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2025. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>. Acesso em: 28 abril 2025.

WANG, Meng-Hui; CHEN, Mu-Jia. **Two-Stage Fault Diagnosis Method Based on the Extension Theory for PV Power Systems**. International Journal of Photoenergy, v. 2012, p. 1-10, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1155/2012/892690>. Acesso em: 1 jun. 2025

WESELEK, Axel et al. **Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review**. Agronomy for Sustainable Development, v. 39, n. 4, 19 jun. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>. Acesso em: 5 maio 2025.