



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ISAIAS DA COSTA CASTRO

**AVALIAÇÃO TÉCNICA DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS  
BIFACIAIS E MONOFACIAIS EM INSTALAÇÕES SOBRE TELHADO**

TUCURUÍ  
2025

ISAIAS DA COSTA CASTRO

**AVALIAÇÃO TÉCNICA DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS  
BIFACIAIS E MONOFACIAIS EM INSTALAÇÕES SOBRE TELHADO**

Trabalho de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica, do Campus Universitário de Tucuruí, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Dr(a). ANDRÉCIA PEREIRA DA COSTA

TUCURUÍ  
2025

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

---

Da Costa Castro, Isaias.  
AVALIAÇÃO TÉCNICA DO DESEMPENHO DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS E MONOFACIAIS  
EM INSTALAÇÕES SOBRE TELHADO / Isaias Da Costa Castro.  
— 2025.  
51 f. : il. color.

Orientador(a): Prof<sup>ª</sup>. Dra. AndrÉcia Pereira da Costa  
Trabalho de Conclusão (Graduação) - Universidade Federal do  
Pará, Campus Universitário de Tucuruí, Faculdade de Engenharia  
Elétrica, Tucuruí, 2025.

1. Energia Solar. 2. Monofacial. 3. Bifacial. 4. Albedo. 5.  
Fotovoltaico. I. Título.

CDD 621.47

---

ISAIAS DA COSTA CASTRO

**AVALIAÇÃO TÉCNICA DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS  
BIFACIAIS E MONOFACIAIS EM INSTALAÇÕES SOBRE TELHADO**

Trabalho de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica, do Campus Universitário de Tucuruí, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Data da aprovação: 12 / 09 / 2025

Conceito: EXCELENTE

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof(a). Dr(a) Andrécia Pereira da Costa

Orientadora - FEE/ CAMTUC/UFPA

---

Prof. Dr. Davi Carvalho Moreira

Membro - FEE/ CAMTUC/UFPA

---

Prof. Eng. Lucas Marclely Carvalho dos Santos

Membro - FEE/ CAMTUC/UFPA



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**TÍTULO:**

**AVALIAÇÃO TÉCNICA DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS E MONOFACIAIS EM INSTALAÇÕES SOBRE TELHADO**

**DISCENTE: ISAIAS DA COSTA CASTRO**

**MATRÍCULA: 201933940032**

#	BANCA EXAMINADORA	CONDIÇÃO
1	<i>Profa. Dra. Andrécia Pereira da Costa, FEE/CAMTUC/UFGA</i>	Orientador
2	<i>Prof. Dr. Davi Carvalho Moreira, FEE/CAMTUC/UFGA</i>	Membro
3	<i>Prof. Eng. Lucas Marcley Carvalho dos Santos, FEE/CAMTUC/UFGA</i>	Membro

**Data da Defesa: 12/09/2025**

**Hora Início: 15:00**

**Hora Término: 15:30**

Trabalho Escrito (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Formatação	9,5	10	10
Linguagem (gramática e semântica)	10	10	10
Conteúdo técnico	9,5	9,5	9,0

Defesa Oral (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Sequência lógica de apresentação	10	10	10
Administração do tempo	9,5	10	9,5
Expressão oral	10	10	10
Domínio do tema	10	10	10

<b>Média por examinador</b>	9,79	9,93	9,79
<b>Média Final</b>	9,83		
<b>Conceito Final</b>	EXCELENTE		

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** ANDRECIA PEREIRA DA COSTA  
Data: 12/09/2025 16:13:22-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Tucuruí-PA, 12/09/2025.

**Orientador**

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** DAVI CARVALHO MOREIRA  
Data: 12/09/2025 16:46:19-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Membro**

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** LUCAS MARCLEY CARVALHO DOS SANTOS  
Data: 12/09/2025 16:24:50-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Membro**

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pela oportunidade de cursar Engenharia Elétrica e por ter me concedido ânimo ao longo dos últimos anos, mesmo diante das dificuldades. Agradeço à minha família, pelo apoio constante em toda a minha trajetória acadêmica.

À equipe Muiraquitã, pela amizade, pelo aprendizado compartilhado e pelo desenvolvimento acadêmico proporcionado.

Agradeço também aos meus amigos, em especial Bruno Santos, Maílson Silva e Jhonatan Pinheiro, pela confiança, pelo estímulo e pelo aprendizado construído em conjunto.

Agradeço a minha noiva, Bel, pela inspiração e incentivo em todos os momentos.

À minha orientadora, Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Andrécia Pereira da Costa, pela paciência, pela dedicação e, sobretudo, pelo estímulo e pela confiança, aspectos fundamentais para meu crescimento pessoal e profissional.

À instituição de ensino e aos colaboradores que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos os professores que foram essenciais para a minha formação como engenheiro eletricitista.

## RESUMO

Este trabalho avalia o desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais instalados em telhados residenciais, com o objetivo de comparar a eficiência energética de ambas as tecnologias em condições reais de operação. A metodologia adotada envolve a análise de dados de monitoramento remoto coletados ao longo do período de operação, complementada por simulações em *softwares* específicos. Os módulos bifaciais podem apresentar ganhos de eficiência de até 20 %, especialmente em ambientes com alta refletividade do solo. Esses ganhos dependem da altura de instalação, orientação e das condições ambientais. Os resultados evidenciam que a instalação em telhados deve ser planejada considerando essas variáveis, a fim de otimizar a geração de energia. O trabalho fornece subsídios técnicos para orientar projetos de sistemas fotovoltaicos em ambientes urbanos, concluindo que os módulos bifaciais possuem potencial de aumentar a produção de energia, mas seu desempenho deve ser cuidadosamente avaliado segundo as condições específicas de cada instalação. Dessa forma, a escolha entre os tipos de módulo deve considerar fatores econômicos e ambientais, garantindo o melhor retorno do investimento. Os achados contribuem para o avanço do conhecimento técnico na área de energia solar fotovoltaica aplicada a telhados.

**Palavras-chaves:** Energia Solar; Monofacial; Bifacial; Albedo; Fotovoltaico.

## ABSTRACT

This study evaluates the performance of bifacial and monofacial photovoltaic modules installed on residential rooftops, aiming to compare the energy efficiency of both technologies under real operating conditions. The methodology involves the analysis of remote monitoring data collected over the operation period, complemented by simulations using specialized software. Bifacial modules can achieve efficiency gains of up to 20%, particularly in environments with high ground reflectivity. These gains depend on installation height, orientation, and environmental conditions. The results indicate that rooftop installations should be carefully planned considering these variables to optimize energy generation. This work provides technical support for the design of photovoltaic systems in urban environments, concluding that bifacial modules have the potential to increase energy production; however, their performance must be carefully evaluated according to the specific conditions of each installation. Therefore, the choice between module types should take into account economic and environmental factors to ensure the best return on investment. The findings contribute to advancing technical knowledge in the field of rooftop solar photovoltaic energy.

**Keywords:** Solar Energy; Monofacial; Bifacial; Albedo; Photovoltaic.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema <i>On Grid</i> . .....	15
Figura 2 - Sistema <i>Off Grid</i> . .....	15
Figura 3 - Sistema Híbrido. ....	16
Figura 4 - Irradiância média. ....	17
Figura 5 - Distribuição da radiação solar.....	18
Figura 6 - Microinversor.....	20
Figura 7 - Módulos monocristalinos e policristalinos. ....	21
Figura 8 - Estrutura dos módulos bifaciais. ....	22
Figura 9 - Reflexão em módulos monofaciais e bifaciais. ....	22
Figura 10 - Estrutura de módulos Half Cell. ....	23
Figura 11 - Células <i>Perc</i> . .....	24
Figura 12 - Módulos <i>TOPCon</i> . .....	25
Figura 13 - Células com tecnologia <i>HJT</i> . .....	25
Figura 14 - <i>Datasheet</i> módulo monofacial. ....	27
Figura 15 - <i>Datasheet</i> módulo bifacial. ....	27
Figura 16 - <i>Datalogger</i> Deye.....	28
Figura 17 - Portal de Monitoramento Solarman. ....	28
Figura 18 - Guias de dimensionamento PVSyst Ed. 8. ....	29
Figura 19 - Instalação com módulos monofaciais. ....	30
Figura 20 - Instalação com módulos bifaciais. ....	30
Figura 21 - Dados de irradiação. ....	31
Figura 22 - Dados de temperatura da região de Tucuruí. ....	31
Figura 23 - Dados de potencial eólico. ....	31
Figura 24 - Diagrama unifilar com módulos monofaciais. ....	32
Figura 25 - Diagrama unifilar com módulos bifaciais. ....	32
Figura 26 - Dados do módulo monofacial Leapton. ....	33
Figura 27 - Dados do módulo bifacial Gokin. ....	33
Figura 28 - Ganhos bifaciais por albedo.....	33
Figura 29 - Tela inicial PVSyst. ....	35
Figura 30 - Dados de simulação PVSyst, modelo A .....	36
Figura 31 - Dados de simulação PVSyst, modelo B.....	37
Figura 32 - Dados de simulação PVSyst, modelo A e B fixo. ....	37

Figura 33 – Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita).....	39
Figura 34 - Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita). ....	39
Figura 35 - Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita). ....	39
Figura 36 - Geração A e B com dados de monitoramento. ....	40
Figura 37 - Comparativo de desempenhos diários. ....	40
Figura 38 - Desempenho simulado com Cresesb e 17,5°. ....	41
Figura 39 - Desempenho simulado com Meteonorm e 17,5°. ....	42
Figura 40 - Desempenho simulado com local fixo e 15°. ....	42
Figura 41 - Curva de tensão diária modelo A.....	43
Figura 42 - Curva de tensão diária modelo B.....	43
Figura 43 - Comparativo de potencial diário.....	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de albedo. ....	19
Tabela 2 - Ficha de dados por fabricante.....	34

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	11
1.1. Justificativa .....	12
1.2. Objetivo Geral.....	13
1.3. Objetivos Específicos .....	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	14
2.1. Energia solar fotovoltaica .....	14
2.2. Irradiação solar .....	16
2.3. Inversores fotovoltaicos.....	20
2.4. Tipos de módulos fotovoltaicos.....	21
2.4.1. Monocristalinos e policristalinos.....	21
2.4.2. Monofaciais e bifaciais.....	21
2.4.3. <i>Half Cell, PERC, TOPCON E HJT</i> .....	23
3. METODOLOGIA .....	26
3.1. <i>Datasheets</i> .....	26
3.2. Monitoramento de usinas.....	28
3.3. Simulação em <i>software</i> .....	29
4. DESENVOLVIMENTO .....	30
4.1. Escolha do modelo.....	30
4.2. Análise dos <i>Datasheets</i> .....	32
4.3. <i>Software</i> PVSyst .....	35
4.4. Análise de dados .....	38
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	40
6. CONCLUSÃO .....	45
REFERÊNCIAS .....	46

## 1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia limpa e renovável tem impulsionado a adoção de sistemas de energia solar fotovoltaica em diversos países, inclusive no Brasil. Nas últimas décadas, a geração a partir desses sistemas apresentou crescimento expressivo, resultado da redução nos preços dos equipamentos, do avanço tecnológico e das políticas de incentivo à geração distribuída.

A geração de energia solar fotovoltaica aumentou um recorde de 320 TWh (alta de 25%) em 2023, atingindo mais de 1.600 TWh. Isso representou o maior crescimento absoluto de geração entre todas as tecnologias renováveis em 2023 (IEA, 2025). No Brasil, até 2025, foram alcançados 60 gigawatts (GW) de capacidade instalada de sistemas e usinas fotovoltaicas, representando 23% na matriz elétrica Brasileira em conjunto com a geração centralizada (ABSOLAR, 2025).

O uso de conversores de energia solar (inversores) em residências tornou-se tão comum que representa 79 % da composição total, em comparação com indústrias, comércios e uso rural. Segundo o infográfico da ABSOLAR (2025), mais de 50 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> deixaram de ser emitidas na atmosfera devido à energia solar proveniente desses equipamentos de conversão no Brasil.

O aumento no uso da energia solar contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, uma vez que essa energia substitui a geração a partir de fontes fósseis, responsáveis por elevados níveis de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera. De acordo com dados de organizações internacionais, o setor de energia é um dos principais emissores de CO<sub>2</sub>, sendo a exploração de fontes renováveis uma estratégia fundamental para o cumprimento de metas climáticas.

As emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) oriundas da combustão de energia e processos industriais em 2022 atingiu 36,8 gigatoneladas (Gt), pois houve a reutilização de fontes fósseis para evitar possíveis crises energéticas. Com intuito de evitar essa constante expansão, a utilização de energias renováveis, como solar e eólica, evitaram 465 megatoneladas (Mt) de emissão de CO<sub>2</sub> no setor energético em 2022 (IEA, 2023).

Os módulos bifaciais são capazes de produzir até 30 % mais energia do que os módulos convencionais (YUSUFOGLU et al, 2015). Módulos bifaciais têm também um grande potencial em locais dominados por condições de baixa luminosidade, sendo capazes de produzir 15 % mais energia do que os módulos convencionais monofaciais (YUSUFOGLU et al, 2014).

Ainda, nota-se uma maior demanda por módulos fotovoltaicos bifaciais, que, a partir de sua capacidade de captar a radiação solar distinguindo a face frontal da traseira, geram ganhos de eficiência maiores do que os módulos monofaciais tradicionais. Esse interesse é alimentado por estudos e produtores, que revelam ganhos de geração entre 5% e 20%, em determinadas condições, particularmente em instalações de alta refletividade do solo. Entretanto, a grande maioria das análises refere-se a usinas em solo, havendo carência de estudos técnicos em sistemas em telhado, o qual apresenta características diferenciadas de incidência e reflexão.

Módulos bifaciais aumentam o rendimento dos sistemas devido a potência adicional de energia de saída proveniente da captação da parcela de irradiância traseira. A fração adicional de energia produzida por estes sistemas é expresso como ganho bifacial (KOPECEK & LIBAL, 2018). Esses ganhos são sensíveis fatores como o albedo da superfície e a altura de instalação dos módulos (SUN et al., 2018).

Diante da contínua expansão da matriz de energia solar fotovoltaica e da necessidade de dados mais confiáveis acerca do desempenho das técnicas em ambientes reais, torna-se crucial a comparação entre módulos bifaciais e monofaciais em instalações sobre telhados. Essa investigação pode fornecer subsídios técnicos para a otimização de projetos e para o apoio a decisões de investimento.

### **1.1. Justificativa**

A rápida expansão da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil, impulsionada por políticas de incentivo e pela busca por alternativas energéticas sustentáveis, tem promovido o uso de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos. Entre elas, destacam-se os módulos monofaciais, tradicionalmente empregados em sistemas residenciais e industriais, e os módulos bifaciais, capazes de captar radiação solar tanto pela face frontal quanto pela face traseira, o que potencialmente aumenta a eficiência energética do sistema.

Nessas condições, a análise técnica comparativa pode servir de suporte para decisões de projeto, orientar instaladores e investidores, e contribuir para o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em ambientes urbanos. Além disso, o estudo pode fornecer dados reais para avaliação de custo-benefício entre as tecnologias, considerando o retorno do investimento e o desempenho ao longo do tempo.

A justificativa para a realização deste trabalho reside na necessidade de aprimorar o conhecimento técnico sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais instalados diretamente sobre telhados — sem o uso de estruturas elevadas — com telhas de

cerâmica, fibrocimento ou outros tipos. Essa demanda é motivada pelo crescente avanço da indústria na fabricação de módulos mais eficientes, contribuindo para a viabilidade econômica de sistemas de geração distribuída.

## **1.2. Objetivo Geral**

Abordar desafios na área de engenharia elétrica e energia solar fotovoltaica, atuando na análise e comparação de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais instalados sobre telhados, visando avaliar o desempenho comparativo entre dados de monitoramento remoto.

## **1.3. Objetivos Específicos**

- Realizar levantamento bibliográfico sobre tecnologias de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais, princípios de funcionamento, e características construtivas.
- Coletar e analisar dados de desempenho em condições reais de operação.
- Comparar a eficiência energética entre os dois tipos de módulos, considerando variáveis como irradiância, temperatura e orientação sobre as superfícies.
- Avaliar o impacto das condições de instalação (ângulo, altura, tipo de superfície refletora, sombreamento) sobre o desempenho dos módulos bifaciais e monofaciais.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é gerada pela conversão da radiação solar em eletricidade por meio de células fotovoltaicas. Esse processo resulta inicialmente na produção de corrente contínua, que, posteriormente, é convertida em corrente alternada por conversores eletrônicos denominados inversores. O conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente constitui o módulo fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico, descrito por Edmond Becquerel em 1839, consiste no surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura semicondutora, provocada pela absorção da luz. A célula fotovoltaica representa a unidade fundamental desse processo de conversão (CRESESB, 2006).

O inventor Charles Fritts, de Nova York, criou a primeira célula fotovoltaica funcional em 1883. Foi utilizado selênio revestido de ouro, conseguindo gerar uma corrente contínua, embora com eficiência de apenas 1%. Albert Einstein aprimorou o entendimento do efeito fotoelétrico em 1905, demonstrando como a luz pode liberar elétrons de certos materiais, formando a base da conversão de energia solar em eletricidade (EDP, 2025).

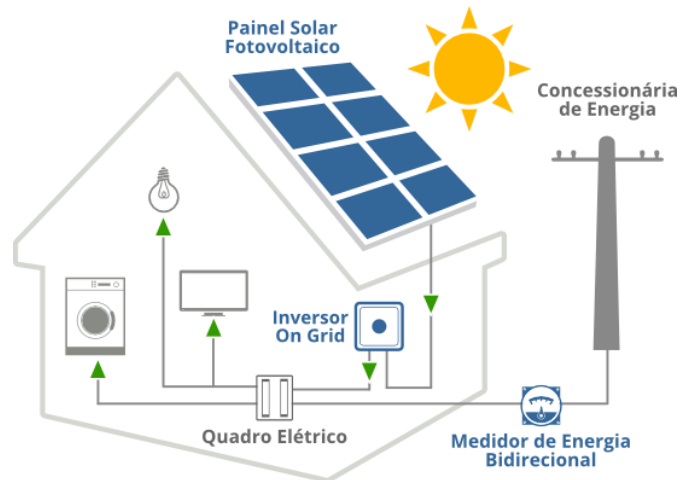
Com base no Portal Solar (2022), o início dos anos 2000 marcou a implementação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em países de primeiro mundo, permitindo que a energia solar fosse utilizada para abastecer cidades e empresas de forma integrada, com instalações em residências, comércios e indústrias. No Brasil, a regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ou sistemas *on-grid*, foi estabelecida em 2012 com a Resolução Normativa 482 da ANEEL.

As duas principais classificações de sistemas fotovoltaicos são: os independentes, que não estão conectados à rede elétrica, e os integrados, que são conectados à rede. Em ordem crescente de complexidade e funcionalidade, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como: sistema diretamente acoplado; sistema com armazenamento em baterias; sistema com fonte de energia de reserva (gerador); sistema híbrido; sistema conectado à rede elétrica; e sistema para produção de energia elétrica (HODGE, 2018).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou chamados sistemas *on-grid* conforme apresentado na figura 1, operam em sincronismo com a rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, na falta de energia da rede de distribuição, o sistema automaticamente se desliga por

questão de segurança. São instalados em locais onde há uma boa estrutura de rede de distribuição.

Figura 1 - Sistema *On Grid*.



Fonte: INSTITUTO SOLAR (2019).

Os sistemas fotovoltaicos autônomos, ou *off-grid* como mostrado na figura 2, são sistemas isolados da rede de distribuição de energia e operam de forma independente. Geralmente, são instalados em locais não atendidos por redes de distribuição elétrica, funcionando em conjunto com baterias e controladores de carga para o gerenciamento da energia produzida.

Figura 2 - Sistema *Off Grid*.



Fonte: INSTITUTO SOLAR (2019).

Existem também sistemas que operam de forma combinada, chamados híbridos como ilustrado na figura 3, que apresentam características tanto de sistemas *off-grid* quanto *on-grid*. Em caso de desconexão da rede, continuam em operação, graças ao armazenamento fornecido pelos bancos de baterias.

Figura 3 - Sistema Híbrido.



Fonte: OCA ENERGIA (2021).

Os sistemas fotovoltaicos são projetados de forma personalizada, de acordo com as necessidades específicas de cada local. Cada ambiente apresenta fatores ambientais distintos, os quais determinam o tipo de sistema mais adequado para garantir o desempenho desejado. De maneira geral, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três tipologias básicas: sistemas conectados à rede (*on-grid*); sistemas híbridos; e sistemas isolados ou autônomos (*off-grid*), que operam de forma desconectada da rede de distribuição (CRESESB, 2006).

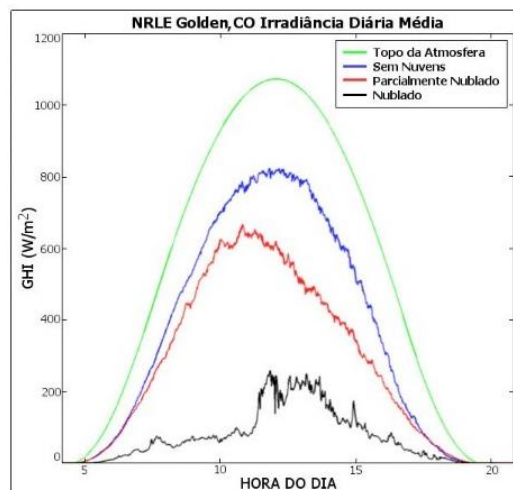
## 2.2. Irradiação solar

Segundo Pinho e Galdino (2014), o consumo mundial de energia primária em 2011 foi de aproximadamente 143 mil TWh. Nesse contexto, a quantidade de energia solar recebida na superfície terrestre em um intervalo de apenas duas horas (multiplicando 94 mil TW por duas horas, resultando em 188 mil TWh) supera o consumo energético anual da humanidade.

A irradiação é o acúmulo da irradiância ao longo do tempo, tipicamente expressa em [Wh/m<sup>2</sup>]. Em outras palavras, ela mede a radiação que incide sobre uma superfície durante períodos de tempo especificados, sendo uma grandeza fundamental para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (INSTITUTO SOLAR, 2020).

Essa energia é composta por diferentes comprimentos de onda como apresentado na figura 4, abrangendo radiação ultravioleta, visível e infravermelha. A irradiação solar em um determinado ponto da superfície terrestre depende de múltiplas condições, como posição geográfica, estação do ano, horário do dia, inclinação e orientação da superfície, bem como fatores atmosféricos, incluindo nebulosidade, umidade e presença de partículas em suspensão, como poeira.

Figura 4 - Irradiância média.



Fonte: INSTITUTO SOLAR (2020).

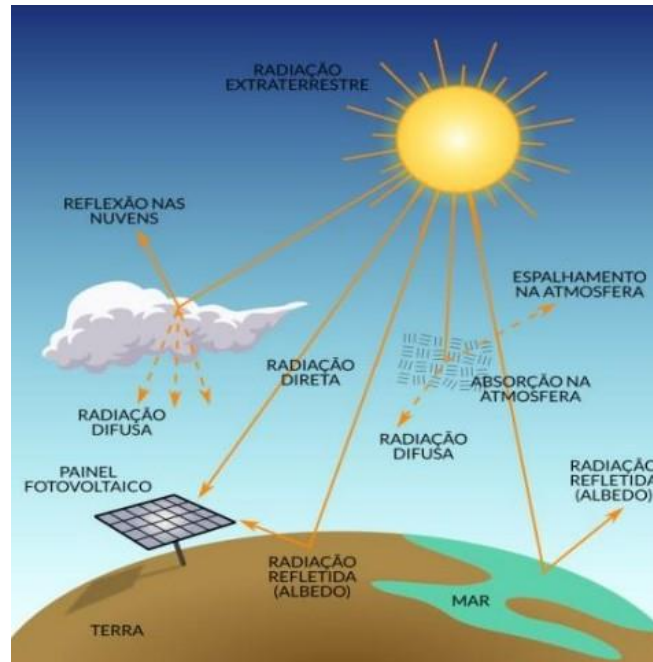
De acordo com informações do INSTITUTO SOLAR (2020), a Hora de Sol Pleno (HSP) é uma grandeza que representa o número de horas durante as quais a irradiância solar seria equivalente a  $1000 \text{ W/m}^2$ . A HSP pode ser calculada dividindo-se a irradiação diária ou mensal do local, geralmente expressa em  $\text{kWh/m}^2$ , pelo valor de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que é adotado como referência padrão em dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos. Essa grandeza é fundamental para estimar a produção energética de painéis solares em diferentes regiões e períodos, permitindo comparações entre locais com níveis de insolação distintos.

A radiação solar corresponde à energia radiante emitida pelo Sol e transmitida até a Terra por meio de ondas eletromagnéticas. Sua intensidade varia de acordo com diversos fatores, como condições atmosféricas, horário do dia, clima regional e localização geográfica. A fração da radiação que incide sobre a atmosfera terrestre é denominada radiação extraterrestre.

Ao atravessar a atmosfera, essa radiação sofre atenuações devido a processos de absorção, dispersão e reflexão, dando origem a diferentes componentes: radiação direta, difusa e refletida, evidenciado na figura 5.

A radiação solar direta corresponde à parcela da radiação que penetrou a atmosfera sem ser dispersa ou absorvida, incidindo sobre a superfície terrestre na direção do ângulo zenital. A figura 5 ilustra essas componentes atuando sobre a superfície terrestre (SANTOS; COSTA, 2018).

Figura 5 - Distribuição da radiação solar.



Fonte: INSTITUTO SOLAR (2020).

### 2.2.1. Difusa

De acordo com Santos e Costa (2018), A componente difusa da radiação solar se origina com a interação entre a radiação solar e as partículas que compõem a atmosfera terrestre. Esse processo ocorre somente para comprimentos discretos de ondas, ou seja, cada componente atmosférico absorve radiação em um determinado comprimento de onda. Os principais componentes do ar seco que absorvem radiação solar na região espectral mais significativa, conforme o fluxo solar passa pela atmosfera, são oxigênio ( $O_2$ ), ozônio ( $O_3$ ), vapor d'água ( $H_2O$ ) e dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

### 2.2.2. Refletida

Conforme Iberdrola (2021), é a fração de radiação solar que é refletida pela própria superfície terrestre, trata-se de um fenômeno conhecido como efeito albedo.

Albedo pode ser definido como a medida da quantidade de radiação solar refletida por um corpo ou uma superfície. Ele é calculado de acordo com o comprimento de onda da radiação solar, ou seja, a razão entre a quantidade de radiação que é refletida de volta para o espaço e a quantidade de radiação absorvida pela superfície (AZEVEDO, 2021).

Os valores de albedo variam de acordo com as características dos materiais do ambiente, destacando-se a cor e a superfície predominante. O albedo é definido pela fração da radiação solar refletida por uma superfície em relação à radiação incidente, podendo variar de 0 a 1 (ou de 0% a 100%). Diferentes tipos de ambientes ou superfícies apresentam valores distintos.

- Albedo baixo (próximo de 0 ou 0%) → significa que a superfície absorve quase toda a radiação e reflete muito pouco (ex.: asfalto, oceanos, florestas).
- Albedo alto (próximo de 1 ou 100%) → significa que a superfície reflete a maior parte da radiação (ex.: neve, gelo, nuvens claras).

O albedo também costuma ser classificado de acordo com o tipo de terreno ou com o local onde será instalada a estrutura, como, por exemplo, em áreas de grama, concreto ou asfalto, conforme ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tipos de albedo.

<b>Superfície</b>	<b>Albedo (%)</b>
Ambiente urbano	14 – 22
Grama	15 – 25
Neve fresca	82
Neve molhada	55 – 75
Asfalto seco	9 – 15
Asfalto úmido	18
Concreto	25 – 35
Telhas vermelhas	33
Alumínio	85
Cobre	74
Aço galvanizado novo	35
Aço galvanizado sujo	8

Fonte: CANAL SOLAR (2022).

### 2.3. Inversores fotovoltaicos

De acordo com Elysia (2020), o inversor fotovoltaico *grid-tie* ou *on-grid* é o equipamento mais utilizado no mundo. *Grid-tie*, em português, significa conectado à rede. O aparelho *grid-tie* é aquele inversor usado para conectar um sistema fotovoltaico sem baterias na rede de uma residência ou empresa. Estes inversores são projetados para desligar rapidamente da rede elétrica, caso aconteça um corte no fornecimento local.

Sob a perspectiva da Soprano (2021), os inversores *off grid* ao contrário dos *grid-tie* são desconectados da rede. Ou seja, foram produzidos para sistemas fotovoltaicos cujo funcionamento independe da rede elétrica. Sua atividade depende de baterias, e esses modelos costumam ser encontrados em regiões onde o acesso à rede elétrica é precária.

Um microinversor, como ilustrado na figura 6, é um conversor de energia elétrica contínua para alternada, com tecnologia *MLPE* (*Module-Level Power Electronics*) no português, eletrônica de potência em nível de módulo. Atualmente, os sistemas fotovoltaicos *MLPE* são representados principalmente pelos otimizadores de potência e microinversores; dimensionado para se adequar a painéis solares individuais em vez de uma série de módulos solares. Normalmente os micros inversores são instalados abaixo do painel fotovoltaico (DICOMP, 2021).

Figura 6 - Microinversor.



Fonte: FABIANO PASSOS (2021).

Segundo Passos (2021), o microinversor é ideal pra uso em locais sombreados porque sua arquitetura paralela melhora drasticamente o rendimento de energia em comparação com os sistemas de inversores *String*/Parede convencionais. De fato, sua versatilidade os torna a única tecnologia de inversor que pode ser usada em todas as situações, desde um único módulo até instalações em grande escala.

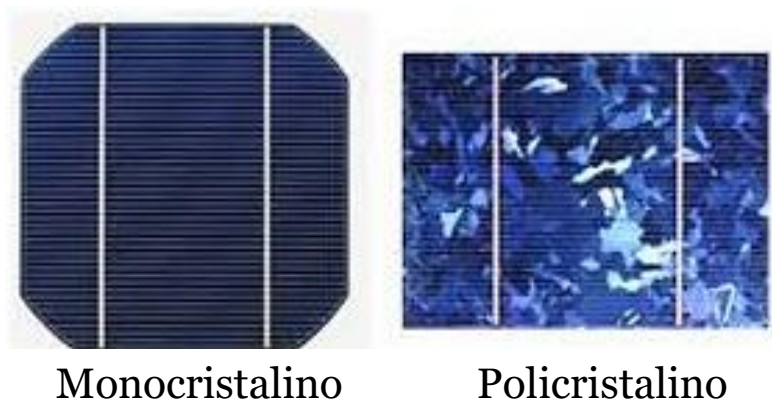
## 2.4. Tipos de módulos fotovoltaicos

### 2.4.1. Monocristalinos e policristalinos

Os painéis solares Monocristalinos possuem a eficiência mais alta dentre as tecnologias comerciais, mostrando uma eficiência significativamente maior em comparação com o policristalino (CSS, 2022).

Os módulos solares monocristalinos demonstrados na figura 7, são fabricados a partir de um único cristal de silício, o que lhes confere maior eficiência na conversão da energia solar em energia elétrica, embora apresentem custo mais elevado. Por outro lado, os módulos policristalinos são produzidos a partir de múltiplos cristais de silício, apresentando menor rendimento energético, mas com custo de produção reduzido, constituindo, assim, uma alternativa economicamente mais viável.

Figura 7 - Módulos monocristalinos e policristalinos.

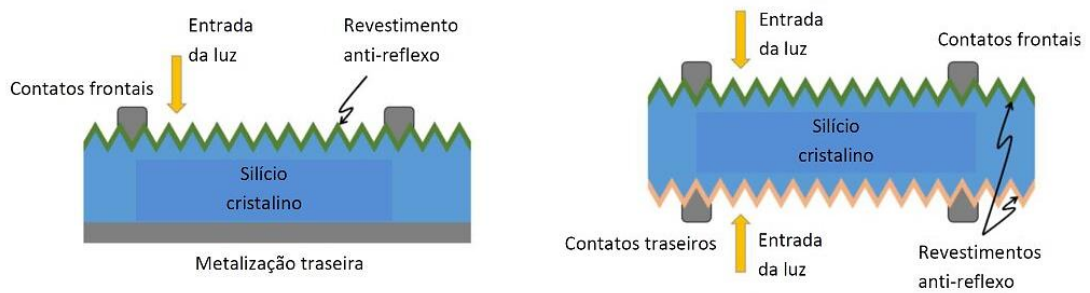


Fonte: ECORI ENERGIA SOLAR (2018).

### 2.4.2. Monofaciais e bifaciais

Com relação ao aproveitamento da radiação solar, os módulos monofaciais captam luz apenas em sua face frontal, enquanto os módulos bifaciais apresentam a capacidade de absorver radiação também em sua face traseira, utilizando a reflexão da luz proveniente de superfícies adjacentes, conforme ilustrado na figura 8.

Figura 8 - Estrutura dos módulos bifaciais.

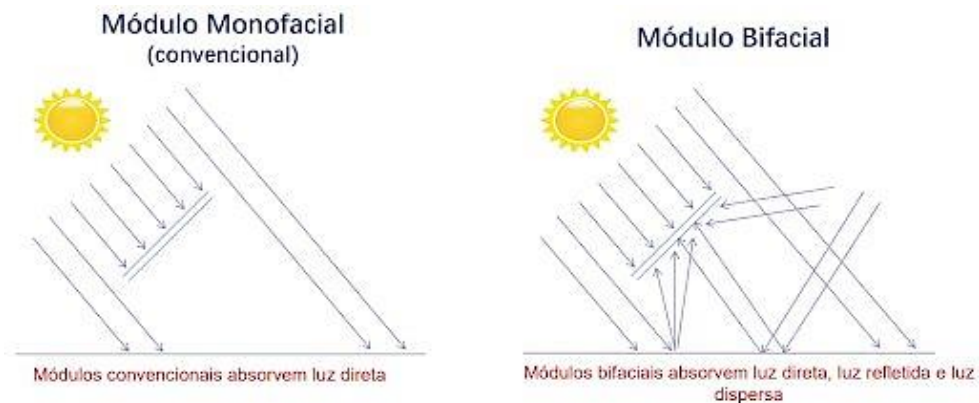


Fonte: CANAL SOLAR (2019).

De acordo com Q. CELLS (2021), o ganho de energia decorrente da contribuição dos módulos traseiros está relacionado à dependência dos fatores de design do sistema fotovoltaico. Esse ganho de energia é mais influenciado por dois aspectos principais: a elevação do painel em relação ao solo e o albedo da superfície subjacente.

Já Waaree Energies (2017), diz que os módulos bifaciais utilizam células bifaciais encapsuladas com materiais transparentes em ambos os lados, possibilitando a máxima absorção de luz. Esse recurso permite o aproveitamento eficaz da radiação refletida pela superfície do solo, conforme demonstrado na figura 9, além de contribuir para a melhoria do desempenho por meio da redução da temperatura interna do módulo.

Figura 9 - Reflexão em módulos monofaciais e bifaciais.



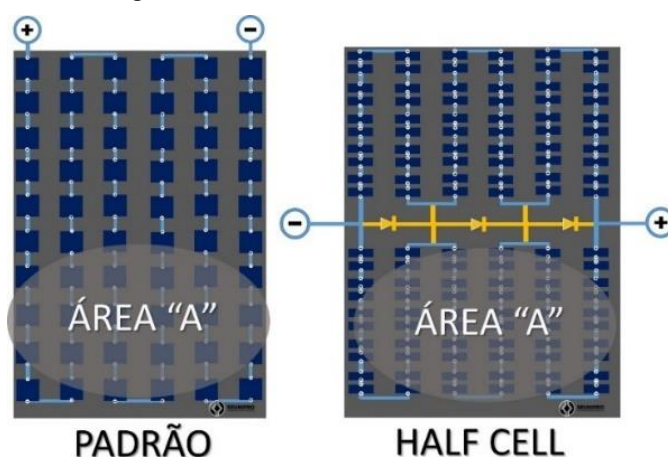
Fonte: CANAL SOLAR (2022).

### 2.4.3. *Half Cell, PERC, TOPCON E HJT*

A tecnologia *Half Cell* ou meia célula indicado na figura 10, se refere à subdivisão das células fotovoltaicas em duas partes iguais, reduzindo as perdas elétricas internas, melhorando o desempenho sob sombreamento parcial e aumentando a eficiência total do módulo.

Em conformidade com Chiodetti et al. (2019), esse tipo de ligação dos diodos em antiparalelo (Figura 10) proporciona um caminho alternativo para a corrente elétrica em situações de sombreamento, evitando que parte do módulo seja comprometida pela sombra, o que resulta em maior eficiência e redução das perdas.

Figura 10 - Estrutura de módulos Half Cell.



Fonte: SEUNIPRO (2021).

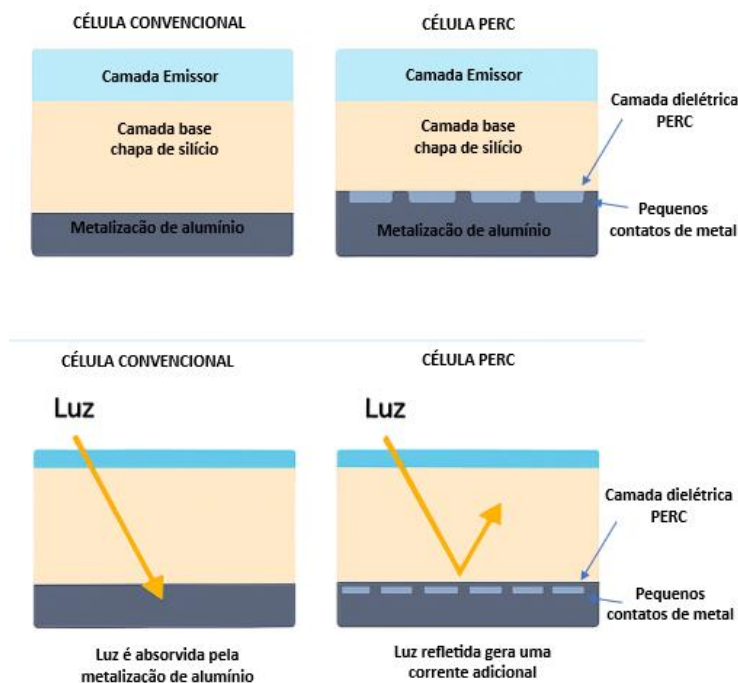
As perdas por sombreamento nos módulos *half cell* neste caso são bem menores quando se trata de sombra em paisagem (linha), em comparação com outras tecnologias (CHIODETTI; DUPUIS; BOUBLIL; RADOUANE; DUPEYRAT, 2019).

A tecnologia *PERC* (*Passivated Emitter Rear Cell*) ou célula traseira com Emissor passivado acrescenta uma camada passivada na parte de trás da célula, aumentando a absorção da radiação e reduzindo as perdas por recombinação, ou seja, abrangendo maior eficiência quando comparadas às células convencionais.

Marcelo Villalva (2019), afirma que a passivação permite o aumento da eficiência da célula com a redução da velocidade de recombinação de elétrons na superfície do silício. Além dessa propriedade elétrica, a passivação também tem um efeito óptico que permite a reflexão da luz no fundo da célula, fazendo com que os raios solares passem mais vezes pelo silício, aumentando a captação de energia da radiação solar. Na figura 11 é apresentado as células *Perc*.

O emprego de técnicas de texturização e passivação auxilia no aumento do aprisionamento e absorção da luz e na diminuição de sua reflexão. Os fótons que atingem a célula podem ser absorvidos, refletidos ou transmitidos. Aqueles absorvidos irão participar da geração de corrente elétrica, os fótons refletidos são considerados perdidos por não contribuírem com a geração de corrente (KASHYAP et al., 2020).

Figura 11 - Células *Perc*.



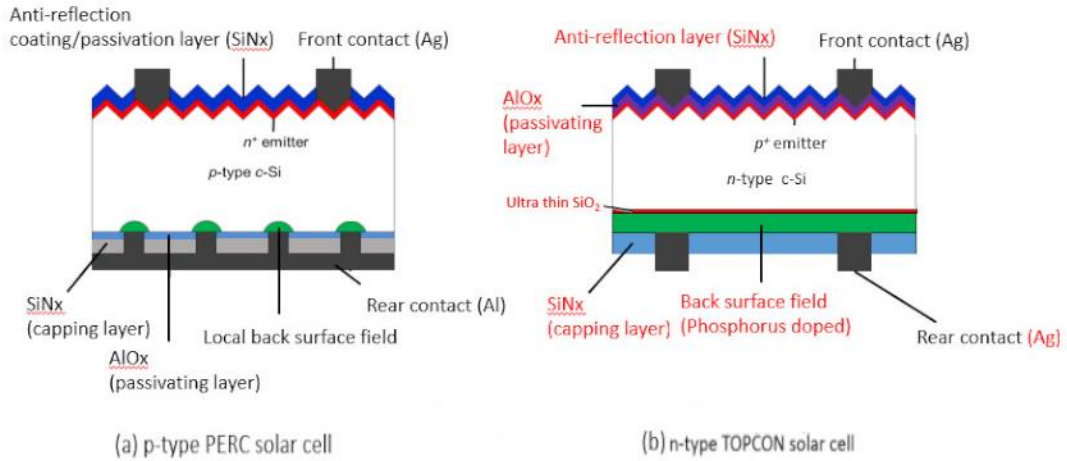
Fonte: NEOSOLAR (2021).

O uso da tecnologia *TOPCon* (*Tunnel Oxide Passivated Contact*) ou contato passivado por óxido de túnel, presentes na figura 12, consiste no emprego de uma camada ultrafina de óxido de silício, que aprimora o contato passivado, reduz perdas e proporciona ganhos de eficiência com relação às células *PERC*, tornando-se uma das principais alternativas de desempenho elevado.

Em continuidade às buscas por tecnologias alternativas, a célula *TOPCon* do tipo n se tornou um importante candidato a atingir eficiências mais altas, devido a sua superfície de passivação superior e o transporte de carga efetivo (KHOKHAR et al., 2023).

Na arquitetura *TOPCon*, o *wafér* não entra em contato direto com o metal, sendo separada por camadas empilhadas de poli-Si, altamente dopada, e SiOx, reduzindo a perda por recombinação de carga, além de promover uma boa superfície de passivação e reduzir perdas de absorção (ULLAH et al., 2023).

Figura 12 - Módulos *TOPCon*.



Fonte: DS NEW ENERGY (2023).

A tecnologia *HJT* (*Heterojunction Technology*) ou Tecnologia de Heterojunção, junta numa célula só camadas de silício cristalino e silício amorfo, o que proporciona maior eficiência, menores perdas ao longo do tempo e melhor performance em altas temperaturas, como pode ser observado na figura 13.

A estrutura da célula *HJT* é feita através de uma espécie de “sanduiche” de uma célula de silício cristalino entre duas camadas de filmes finos de silício amorfo. O *c*-Si, com dopagem do tipo *n*, é conectado, em ambos os lados, a uma camada de passivação de *a*-Si:H intrínseca e uma camada dopada de *a*-Si:H, seguido por uma camada de óxido condutor transparente (TCO – *Transparent Conductive Oxide*). (FAZAL e RUBAIEE, 2023; LIU et al., 2020).

A faixa de *a*-Si:H promove uma passivação na superfície do silício cristalino, auxiliando, assim, no processo de extração de cargas geradas pelos fótons incidentes e diminuem as perdas por recombinação de carga (TAGUCHI, 2021).

Figura 13 - Células com tecnologia *HJT*.



Fonte: Meyer Burger

Fonte: CANAL SOLAR (2019).

### 3. METODOLOGIA

A presente pesquisa adota um enfoque predominantemente quantitativo, complementado por análises qualitativas, com o objetivo de comparar o desempenho de módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais instalados em telhados. Para isso, será realizado o acompanhamento por meio do monitoramento de parâmetros elétricos e térmicos, tais como tensão, corrente, potência e temperatura de operação, os quais permitirão avaliar a eficiência e o rendimento energético dos módulos em diferentes condições. Paralelamente, serão observados aspectos qualitativos relacionados à instalação, ocupação do espaço e manutenção, de modo a complementar a análise técnica e fornecer uma visão mais abrangente acerca da aplicabilidade de cada tecnologia.

Para a análise dos dados reais e simulados, utilizaram-se os sistemas de monitoramento de cada inversor instalado nas residências, além de *softwares* de simulação, possibilitando, ao final, a comparação dos dados de geração entre as unidades com módulos monofaciais e bifaciais.

#### 3.1. Datasheets

Conforme a Nação Solar (2022), um *datasheet* (ou folha de dados) é um documento técnico fornecido por fabricantes que reúne as informações essenciais sobre um componente, dispositivo ou equipamento. Ele funciona como um "manual resumido" para engenheiros, técnicos e projetistas, permitindo compreender as características e limites de uso do produto.

De posse dos *datasheets* dos módulos LP182\*199-M-66-NH 585W e GK-1-72HTBD 585W utilizados na pesquisa, conforme ilustrado nas figuras 14 e 15, que contêm informações específicas para a adequada identificação e avaliação dos equipamentos, foram comparados os dados relacionados à eficiência, dimensões, coeficientes de temperatura e parâmetros elétricos, como tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ), corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) e corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ).

Por fim, foram analisadas as curvas e gráficos de desempenho: a curva I-V (corrente-tensão) e a curva P-V (potência-tensão), que representam o comportamento dos módulos sob diferentes condições de operação. Nos módulos bifaciais, observaram-se os ganhos bifaciais para cada valor de albedo indicado.

Figura 14 - *Datasheet* módulo monofacial.

**LEAPTON SOLAR** Monofacial Bifacial

**LP182\*199-M-66-NH** N-Type TOPCon

Rated Power 585W Power Tolerance: 0+5 W

**TIER 1** **PVEL**

**N-Type MBB Cell**  
New circuit design N-type cells, can increase the output power of 10W-20W

**Low Light Features**  
Higher performance under low light environment.

**Higher Output Power**  
Module adopts 182\*199mm half cells, the maximum power can reach 585W.

**Load Capacity**  
Mechanical load tests including wind load 2400 Pa and snow load 5400 Pa done by TUV Nord.

Fonte: SOUENERGY (2024).

Figura 15 - *Datasheet* módulo bifacial.

**高景太阳能** Gokin Solar

**TOPCON Bifacial Module With Dual Glass**

**GK-1-72HTBD** | 144cells

570-600W | TOPCon | Half-cut

Module Efficiency up to 23.2%

**15 Years Product Warranty**  
**30 Years Linear Power Warranty**

IEC 61215(2021) / IEC 61730(2023)  
ISO 9001: 2015: ISO Quality Management System  
Anti-PID / Ammonia / Salt-mist / Dust and sand

**High Efficiency**  
Module efficiency up to 23.2% based on N-Type wafer and TOPCon technology

**Quality Guarantee**  
High module quality ensures long-term reliability

**Anti-degradation**  
Unsusceptible to LID, LeTID and less annual degradation due to special characteristics of N-Type

**Excellent Energy Yield**  
More power output in field operation due to better thermal behaviors, weak-light performance and bifaciality

Fonte: SOUENERGY (2024).

### 3.2. Monitoramento de usinas

A Distribuidora Deye informa que cada inversor, juntamente com seus componentes, é equipado com um *datalogger* observado na figura 16, um medidor que permite o compartilhamento de dados via rede sem fio (Wi-Fi). Todos os dados de potência, tensão e corrente, tanto em corrente contínua (CC) quanto em corrente alternada (CA), são armazenados na nuvem e disponibilizados em sites específicos, como visto na figura 17.

Figura 16 - *Datalogger* Deye.



Fonte: DEYE (2024).

Figura 17 - Portal de Monitoramento Solarman.



Fonte: SOLARMAN (2025).

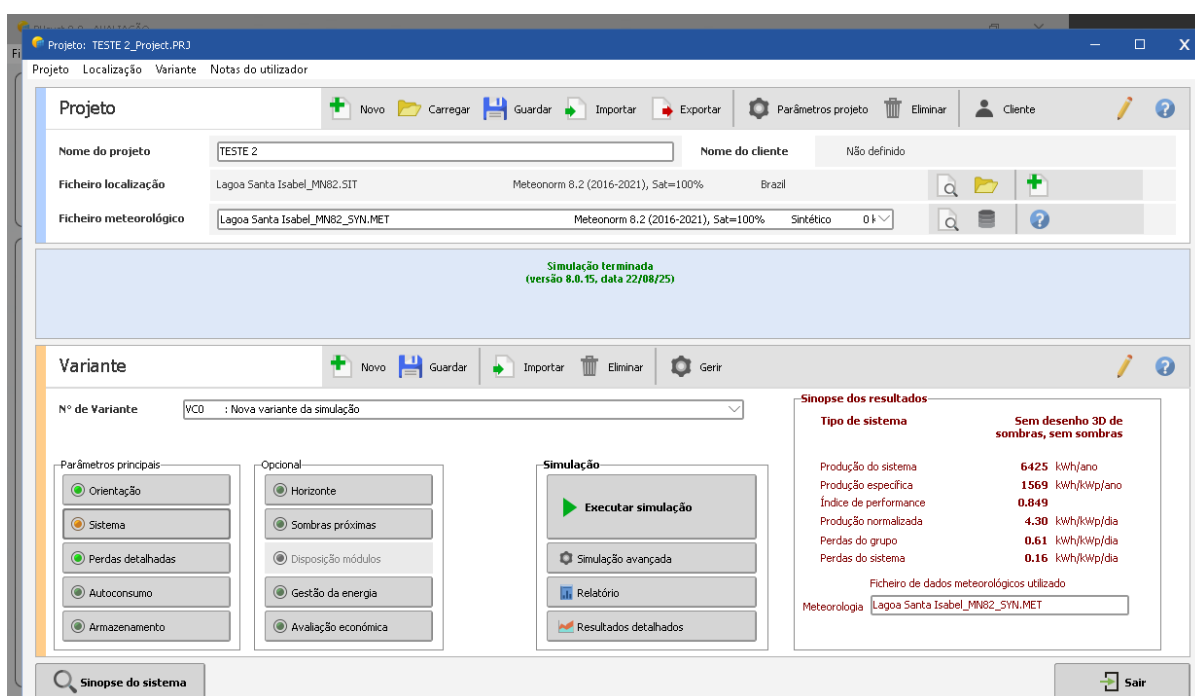
### 3.3. Simulação em *software*

A simulação em *software* possibilita pré-definir e alterar condições para a previsão de dados de geração. É comumente utilizada em prognósticos de geração e no dimensionamento de usinas, permitindo comparar os dados simulados com os valores reais, dependendo da configuração das perdas associadas à localidade, como temperatura, irradiação, inclinação, sombreamento e orientação dos módulos.

O PVSyst utiliza dados meteorológicos de diversas localidades, permitindo que o projetista simule o comportamento do sistema em condições próximas às do ambiente de operação. O *software* também considera variáveis como orientação e inclinação dos módulos, perdas por sombreamento, eficiência dos inversores, entre outros fatores. Por meio das simulações realizadas no PVSyst, é possível otimizar o dimensionamento do sistema, ajustando cada componente para maximizar a produção de energia (MERMOUD; LEJUENE, 2010).

Trata-se de um simulador pago; contudo, o PVSyst oferece uma abordagem completa para o planejamento de sistemas fotovoltaicos em diferentes contextos, como ilustrado na figura 18. Para esta pesquisa, utilizou-se o PVSyst 8 em um período de teste de 30 dias, iniciando pela busca do arquivo de simulação correspondente aos módulos analisados. Caso esses arquivos não estejam disponíveis nos sites dos fabricantes, eles podem ser solicitados ao suporte técnico.

Figura 18 - Guias de dimensionamento PVSyst Ed. 8.



Fonte: PVSyst (2025).

## 4. DESENVOLVIMENTO

### 4.1. Escolha do modelo

Com objetivo de reduzir erros causados por fatores externos, escolheu-se dois sistemas situados na mesma cidade, orientação e potência, onde serão observados os dados referentes ao potencial em corrente contínua.

Ambos os sistemas apresentam orientação Oeste e utilizam módulos monocristalinos, localizados em Tucuruí/PA, com uma *string* composta por 7 módulos de 585 Wp. O Sistema A é formado por módulos monofaciais instalados em telhado com telhas de Brasilite, enquanto o Sistema B utiliza módulos bifaciais, instalados em telhado com telhas de cerâmica (Plan). Nas figuras 19 e 20, é possível observar a disposição de ambos os sistemas fotovoltaicos.

Figura 19 - Instalação com módulos monofaciais.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 20 - Instalação com módulos bifaciais.



Fonte: Autoria própria (2025).

Para a região de Tucuruí, o HSP médio anual é de 4,69 h/dia para um plano horizontal, com base em dados do CRESESB, apresentados na figura 21. Esses valores serão utilizados como referência para os cálculos de dimensionamento e estimativa de geração.

Figura 21 - Dados de irradiação.

Cálculo no Plano Inclinado																
<b>Estação:</b> Tucuruí <b>Município:</b> Tucuruí, PA - BRASIL <b>Latitude:</b> 3,801° S <b>Longitude:</b> 49,649° O <b>Distância do ponto de ref. ( 3,769153° S; 49,67414° O ): 4,5 km</b>																
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	4,35	4,54	4,58	4,66	4,61	4,86	4,96	5,25	5,01	4,66	4,52	4,25	4,69	1,00
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	4,26	4,48	4,57	4,72	4,72	5,02	5,11	5,35	5,03	4,62	4,43	4,15	4,70	1,20
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	6° N	4,21	4,45	4,56	4,74	4,77	5,10	5,18	5,39	5,03	4,59	4,38	4,10	4,71	1,30
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	6° S	4,47	4,60	4,56	4,55	4,41	4,59	4,70	5,07	4,95	4,70	4,63	4,38	4,63	,69

Fonte: CRESESB (2025).

Também são relevantes os dados referentes às médias de temperatura da região, fornecidos pelo site Climate Data e mostrados na figura 22. Da mesma forma, a velocidade do vento, ou potencial eólico, disponível no site do CRESESB tal como apresentado na figura 23 é utilizada para a previsão do resfriamento do sistema.

Figura 22 - Dados de temperatura da região de Tucuruí.

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Avg. Temperature °C (°F)	25.8 °C (78.4) °F	25.4 °C (77.8) °F	25.4 °C (77.8) °F	25.6 °C (78) °F	26 °C (78.8) °F	26.3 °C (79.3) °F	26.8 °C (80.3) °F	28.2 °C (82.8) °F	28.7 °C (83.7) °F	28.6 °C (83.5) °F	28 °C (82.5) °F	26.8 °C (80.3) °F
Min. Temperature °C (°F)	23.6 °C (74.5) °F	23.4 °C (74.1) °F	23.4 °C (74.1) °F	23.5 °C (74.3) °F	23.7 °C (74.7) °F	23.6 °C (74.5) °F	23.6 °C (74.6) °F	24.3 °C (75.8) °F	25 °C (76.9) °F	25.2 °C (77.4) °F	25.1 °C (77.2) °F	24.4 °C (75.8) °F
Max. Temperature °C (°F)	29 °C (84.2) °F	28.6 °C (83.5) °F	28.7 °C (83.6) °F	28.7 °C (83.7) °F	29.2 °C (84.5) °F	29.7 °C (85.4) °F	30.7 °C (87.2) °F	32.6 °C (90.7) °F	33.2 °C (91.8) °F	32.8 °C (91) °F	31.8 °C (89.2) °F	30.3 °C (86.5) °F
Precipitation / Rainfall mm (in)	359 (14)	340 (13)	418 (16)	302 (11)	181 (7)	66 (2)	41 (1)	24 (0)	32 (1)	71 (2)	124 (4)	209 (8)
Humidity(%)	84%	86%	86%	87%	85%	81%	75%	65%	64%	68%	72%	79%
Rainy days (d)	21	19	21	20	18	10	7	4	5	8	13	18
avg. Sun hours (hours)	6.6	5.8	5.5	5.4	6.5	8.1	8.7	9.2	8.6	8.6	8.5	8.0

Data: 1991 - 2021 Min. Temperature °C (°F), Max. Temperature °C (°F), Precipitation / Rainfall mm (in), Humidity, Rainy days. Data: 1999 - 2019: avg. Sun hours

Fonte: CLIMATE DATA (2021).

Figura 23 - Dados de potencial eólico.

#### Dados de Vento

**Latitude:** 3,801° S  
**Longitude:** 49,649° O

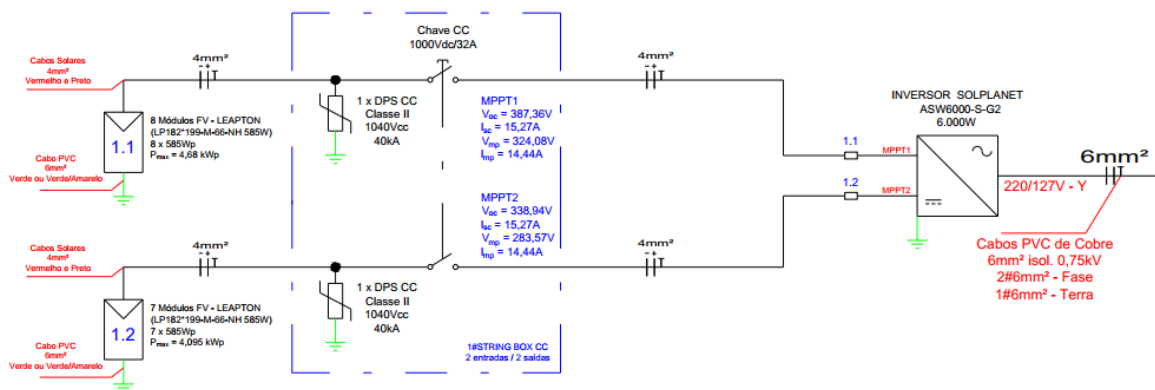
Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual	
velocidade média %dia do vento	m/s	3,43	2,8	4,32	4,92	3,87	
fator c		3,86	3,14	4,87	5,55	4,35	
fator k		1,8	1,69	1,98	2,03	1,77	
densidade de potência	W/m2	53	31	95	137	79	

Fonte: CRESESB (2025).

## 4.2. Análise dos Datasheets

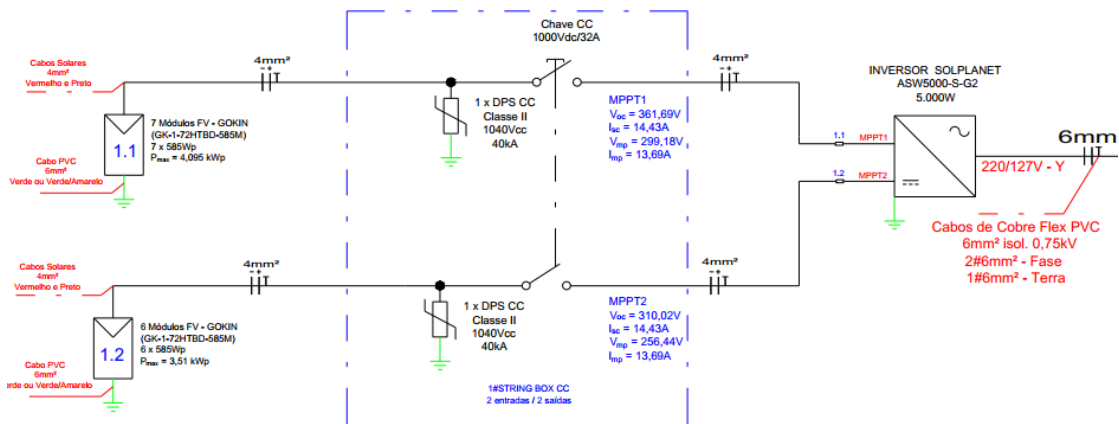
O Sistema A é composto por módulos da fabricante Leapton Solar, modelo LP182\*199-M-66-NH 585W, enquanto o Sistema B utiliza módulos da Gokin Solar, modelo GK-1-72HTBD 585W. Nas figuras 24 e 25, é possível observar os arranjos fotovoltaicos conectados aos inversores. Para o estudo, serão considerados apenas os arranjos com a mesma quantidade de módulos, sendo cada um composto por 7 unidades.

Figura 24 - Diagrama unifilar com módulos monofaciais.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 25 - Diagrama unifilar com módulos bifaciais.



Fonte: Autoria própria (2025).

Ambos os sistemas utilizam cabos de corrente contínua (CC) com bitola de 4 mm<sup>2</sup>, conectados a uma *string box* com 2 entradas e 2 saídas antes do inversor. Para garantir proteção contra surtos de tensão, são utilizados dispositivo de proteção contra surtos (DPS) para CC

devidamente aterrados, em conjunto com chaves seccionadoras para extinção de arco durante manutenções.

Nos datasheets apresentados nas figuras 26 e 27, encontram-se informações detalhadas sobre os módulos utilizados. Observa-se semelhança em dimensões, tecnologias, potência e eficiência, embora apresentem diferenças em atributos como tensão, corrente e peso.

Figura 26 - Dados do módulo monofacial Leapton.

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC		ELECTRICAL PARAMETERS AT NMOT	
Power	585W	Power	440W
Open Circuit Voltage	48.42V	Open Circuit Voltage	46.04V
Short Circuit Current	15.27A	Short Circuit Current	12.25A
Maximum Power Voltage	40.51V	Maximum Power Voltage	37.84V
Maximum Power Current	14.44A	Maximum Power Current	11.63A
Module Efficiency	22.65%		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. \* Measuring tolerance: ±3%  
\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Fonte: LEAPTON SOLAR (2024).

Figura 27 - Dados do módulo bifacial Gokin.

Module Type	GK-1-72HTBD-570M		GK-1-72HTBD-575M		GK-1-72HTBD-580M		GK-1-72HTBD-585M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	570	430	575	434	580	438	585	442
Open-circuit Voltage (Voc/V)	51.07	48.35	51.27	48.56	51.47	48.73	51.67	48.92
Short-circuit Current (Isc/A)	14.25	11.49	14.31	11.54	14.37	11.59	14.43	11.64
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	42.29	40.01	42.44	40.14	42.59	40.30	42.74	40.45
Maximum Power Current (Imp/A)	13.48	10.75	13.55	10.81	13.62	10.87	13.69	10.93
Module Efficiency (%)	22.1		22.3		22.5		22.6	

\* Length: ±2mm Wid

Fonte: GOKIN SOLAR (2024).

Na figura 28, são observados os dados referentes ao potencial de ganho bifacial dos módulos em diferentes albedos, evidenciando aumento de desempenho em superfícies de alta reflexão e redução em superfícies de baixa reflexão.

Figura 28 - Ganhos bifaciais por albedo.

Different Rearside Power Gain (Reference to 585W)			
Rearside Power Gain	5%	10%	20%
Maximum Power at STC (Pmax)	614.3	643.5	702.0
Open-circuit Voltage (Voc/V)	51.7	51.7	51.7
Short-circuit Current (Isc/A)	15.2	15.9	17.3
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	42.7	42.7	42.7
Maximum Power Current (Imp/A)	14.4	15.1	16.4
Module Efficiency (%)	23.8	24.9	27.2

\*The specifications contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Gokin Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Fonte: GOKIN SOLAR (2024).

Ao comparar os módulos Lepton LP182\*199-M-66-NH (monofacial) e Gokin GK-1-72HTBD-585M (bifacial), apresentados na Tabela 2, ambos com potência nominal de 585 W e eficiência bastante similar (22,65 % e 22,6 %, respectivamente), percebe-se que as diferenças de desempenho estão associadas às características elétricas e construtivas.

O módulo Lepton apresenta maior corrente de curto-circuito (15,27 A) e corrente de máxima potência (14,44 A), o que pode exigir condutores de maior seção em sistemas de corrente contínua. Por outro lado, o módulo Gokin, com maior tensão de circuito aberto (51,67 V) e tensão de máxima potência (42,74 V), tende a favorecer arranjos em série, reduzindo perdas resistivas.

Em termos mecânicos, ambos possuem dimensões semelhantes, com área de 2,58 m<sup>2</sup>; contudo, o Gokin apresenta maior peso (31 kg frente a 27 kg do Lepton), fator que pode implicar em maiores exigências para transporte, instalação e carga estrutural sobre o telhado ou suporte.

O aspecto mais relevante refere-se à tecnologia de captação: diferentemente do Lepton, que sendo monofacial *TOPCon* se limita à radiação incidente sobre sua face frontal, o Gokin, por ser bifacial *TOPCon*, torna-se vantajoso em cenários com maior refletividade do entorno ou quando se deseja maximizar a produção em um mesmo espaço de instalação.

Tabela 2 - Ficha de dados por fabricante.

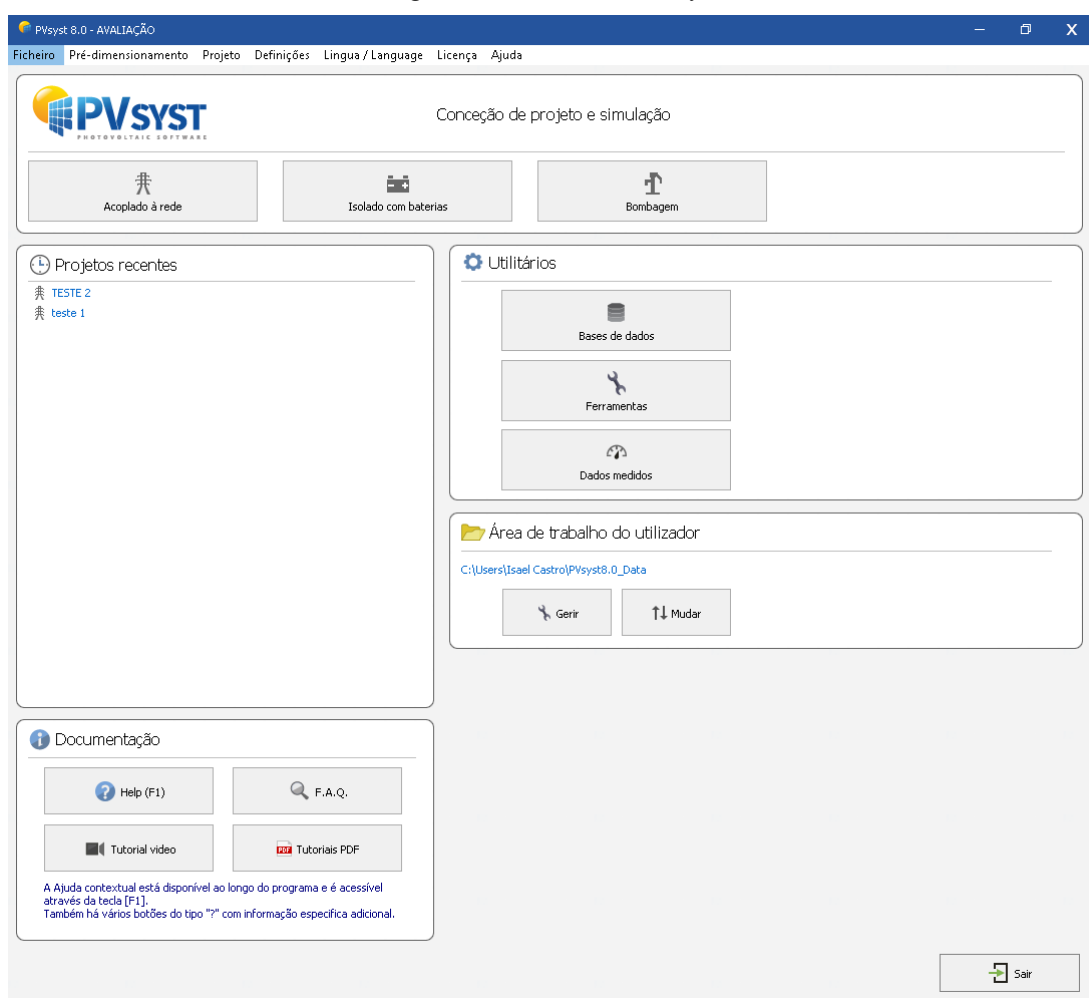
<b>Fabricante</b>	<b>LEAPTON</b>	<b>GOKIN</b>
Modelo	LP182*199-M-66-NH 585W	GK-1-72HTBD-585M
Potência nominal – P <sub>n</sub> [W]	585 W	585 W
Tensão de circuito aberto – V <sub>oc</sub> [V]	48,42 V	51,67 V
Corrente de curto circuito – I <sub>sc</sub> [A]	15,27 A	14,43 A
Tensão de máxima potência – V <sub>mp</sub> [V]	40,51 V	42,74 V
Corrente de máxima potência – I <sub>mp</sub> [A]	14,44 A	13,69 A
Eficiência [%]	22,65 %	22,6 %
Comprimento [mm]	2278 mm	2278 mm
Largura [mm]	1134 mm	1134 mm
Área [m <sup>2</sup> ]	2.58 m <sup>2</sup>	2.58 m <sup>2</sup>
Peso [kg]	27 kg	31 kg
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.045%/°C	+0.045%/°C
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.25%/°C	-0.25%/°C
Temperature coefficient of P <sub>max</sub>	-0.30%/°C	-0.29%/°C
Tecnologia	<i>TOPCON</i> , Monocristalino	<i>TOPCON</i> , Monocristalino
Tipo	Monofacial	Bifacial

Fonte: Autoria própria (2025).

### 4.3. Software PVSystem

Com o objetivo de comparar o desempenho das diferentes tecnologias de módulos, foram modelados e simulados sistemas fotovoltaicos no *software* PVSystem, edição 8, versão de teste, desenvolvido pela PVsyst SA. Na figura 29, observa-se a tela inicial para o dimensionamento do sistema, com opções para sistemas isolados, conectados à rede ou para bombeamento de irrigação utilizando energia solar.

Figura 29 - Tela inicial PVSystem.



Fonte: PVSystem (2025).

Iniciou-se a modelagem com a inclusão dos dados referentes ao Sistema A, composto por módulos monofaciais. Após a seleção dos equipamentos, foram configurados parâmetros de queda de tensão em CC e CA, assim como quedas por diodo (0,7 V), orientação oeste e inclinação de 17,5°, simulando a instalação em um telhado convencional.

O mesmo tipo de inversor utilizado no projeto foi empregado, sendo o modelo Solplanet ASW5000 S G2, com potência de saída de 5 kW. Na primeira simulação, utilizou-se a base de dados meteorológicos já presentes no simulador (Meteonorm), com informações de referência entre os anos de 2016 e 2021.

Para a segunda simulação e comparação, empregou-se a base de dados cadastrada no CRESESB, incluindo valores de potencial solar e eólico, com base em radiação horizontal. Também foram considerados os valores médios de temperatura fornecidos pelo site Climate Data. Na figura 30, apresenta-se a comparação entre ambas as simulações.

Figura 30 - Dados de simulação PVSyst, modelo A

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	154.7	76.26	27.27	149.7	146.7	526.0	505.0	0.824
Fevereiro	137.6	72.89	27.21	132.5	129.9	465.7	447.4	0.825
Março	153.1	87.58	27.24	146.7	143.7	517.9	497.9	0.829
Abril	154.8	77.92	27.05	152.7	149.9	539.3	518.2	0.829
Mai	158.3	63.58	27.96	156.1	153.1	547.0	525.3	0.822
Junho	159.7	61.73	28.03	156.5	153.4	549.1	528.0	0.824
Julho	166.6	64.96	28.41	161.8	158.6	565.3	543.7	0.820
Agosto	176.3	71.76	29.15	171.8	168.8	595.3	572.4	0.813
Setembro	162.7	78.54	28.76	162.8	159.8	566.8	544.6	0.817
Outubro	162.1	83.98	29.42	160.8	157.7	559.1	536.9	0.815
Novembro	142.5	76.59	28.71	140.7	137.6	491.4	471.6	0.819
Dezembro	151.7	83.83	28.39	150.0	146.8	526.4	505.6	0.823
Ano	1880.0	899.62	28.14	1842.2	1806.0	6449.3	6196.6	0.821

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	134.8	79.74	25.80	130.7	127.8	464.3	445.6	0.833
Fevereiro	127.1	73.20	25.40	124.2	121.7	440.7	423.3	0.832
Março	142.0	81.39	25.40	135.9	133.2	482.7	463.6	0.833
Abril	139.8	77.92	25.60	136.3	133.5	485.3	466.2	0.836
Mai	142.9	69.44	26.00	139.2	136.3	494.1	474.4	0.832
Junho	145.8	61.41	26.30	141.3	138.3	499.0	479.7	0.829
Julho	153.8	65.79	26.80	151.6	148.7	534.2	513.6	0.827
Agosto	162.8	76.69	28.20	159.5	156.6	557.7	536.3	0.821
Setembro	150.3	77.47	28.70	148.0	145.1	515.7	495.1	0.817
Outubro	144.5	87.29	28.60	142.3	139.3	498.4	478.4	0.821
Novembro	135.6	82.32	28.00	130.3	127.3	458.7	440.1	0.825
Dezembro	131.8	80.95	26.79	126.5	123.5	447.6	429.3	0.829
Ano	1711.1	913.63	26.81	1665.9	1631.2	5878.6	5645.8	0.828

Fonte: PVSyst (2025).

Em seguida, iniciou-se a simulação para o Sistema B, composto por módulos bifaciais, utilizando o inversor Solplanet ASW6000 S G2, com potência de saída de 6 kW. Seguindo o mesmo procedimento do Sistema A, foram definidas as mesmas configurações de inclinação, orientação e utilização de dados meteorológicos. Na primeira simulação, empregaram-se os dados fornecidos pelo simulador, enquanto na segunda simulação foram utilizados dados externos cadastrados, conforme apresentado na figura 31.

Figura 31 - Dados de simulação PVSyst, modelo B

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	154.7	76.26	27.27	149.7	148.8	540.0	520.3	0.849
Fevereiro	137.6	72.89	27.21	132.5	131.7	478.1	461.0	0.850
Março	153.1	87.58	27.24	146.7	145.8	531.6	512.8	0.853
Abril	154.8	77.92	27.05	152.7	151.9	554.0	534.1	0.854
Maió	158.3	63.58	27.96	156.1	155.3	563.7	543.3	0.850
Junho	159.7	61.73	28.03	156.5	155.6	566.0	546.1	0.852
Julho	166.6	64.96	28.41	161.8	160.9	583.4	562.8	0.849
Agosto	176.3	71.76	29.15	171.8	171.0	614.8	592.9	0.843
Setembro	162.7	78.54	28.76	162.8	161.8	583.9	562.9	0.845
Outubro	162.1	83.98	29.42	160.8	159.8	576.4	555.4	0.843
Novembro	142.5	76.59	28.71	140.7	139.7	506.0	487.4	0.846
Dezembro	151.7	83.83	28.39	150.0	148.9	542.0	522.4	0.851
Ano	1880.0	899.62	28.14	1842.1	1831.2	6639.9	6401.4	0.849

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	134.8	79.74	25.80	130.7	129.8	476.4	459.0	0.858
Fevereiro	127.1	73.20	25.40	124.2	123.4	451.4	435.2	0.856
Março	142.0	81.39	25.40	135.9	135.1	494.3	476.5	0.856
Abril	139.8	77.92	25.60	136.3	135.5	497.9	480.1	0.860
Maió	142.9	69.44	26.00	139.2	138.4	508.0	489.4	0.859
Junho	145.8	61.41	26.30	141.3	140.4	513.8	495.5	0.857
Julho	153.8	65.79	26.80	151.6	150.8	549.9	530.5	0.854
Agosto	162.8	76.69	28.20	159.5	158.7	574.9	554.5	0.849
Setembro	150.3	77.47	28.70	148.0	147.0	530.9	511.6	0.844
Outubro	144.5	87.29	28.60	142.3	141.3	513.0	494.3	0.848
Novembro	135.6	82.32	28.00	130.3	129.3	472.3	455.0	0.853
Dezembro	131.8	80.95	26.79	126.5	125.5	460.3	443.3	0.856
Ano	1711.1	913.63	26.81	1665.8	1655.2	6043.3	5824.9	0.854

Fonte: PVSyst (2025).

Por fim, realizou-se a simulação comparativa de dois sistemas idênticos, com inclinação fixa de 15° indicado pelos fabricantes dos módulos, e utilizando um único equipamento para o mesmo local de instalação, conforme exibido na figura 32.

Figura 32 - Dados de simulação PVSyst, modelo A e B fixo.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	154.7	76.33	27.27	150.8	147.6	529.4	508.3	0.823
Fevereiro	137.5	72.85	27.21	133.4	130.8	469.1	450.7	0.825
Março	153.1	88.06	27.24	147.9	144.8	521.9	501.8	0.828
Abril	154.7	77.91	27.05	153.5	150.5	541.4	520.3	0.828
Maió	158.3	63.51	27.96	157.0	153.6	549.1	527.3	0.820
Junho	159.7	61.75	28.03	157.3	154.1	551.6	530.5	0.823
Julho	166.6	64.53	28.41	162.9	159.7	569.0	547.2	0.821
Agosto	176.2	74.61	29.15	171.8	168.6	595.6	572.7	0.814
Setembro	162.7	71.95	28.76	162.7	159.6	564.0	541.7	0.813
Outubro	162.0	86.34	29.41	162.6	159.3	565.5	543.3	0.816
Novembro	142.5	74.25	28.71	141.1	138.1	491.7	471.8	0.817
Dezembro	151.7	86.79	28.39	147.6	144.1	517.9	497.5	0.823
Ano	1879.6	898.88	28.14	1848.7	1810.8	6466.0	6213.1	0.821

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	154.7	76.33	27.27	150.8	149.8	543.6	523.8	0.848
Fevereiro	137.5	72.85	27.21	133.4	132.6	481.8	464.5	0.850
Março	153.1	88.06	27.24	147.9	146.9	535.7	516.9	0.853
Abril	154.7	77.91	27.05	153.5	152.5	556.3	536.4	0.853
Maió	158.3	63.51	27.96	157.0	155.9	566.1	545.6	0.849
Junho	159.7	61.75	28.03	157.3	156.3	568.7	548.6	0.852
Julho	166.6	64.53	28.41	162.9	162.0	587.1	566.5	0.849
Agosto	176.2	74.61	29.15	171.8	170.8	614.8	592.9	0.843
Setembro	162.7	71.95	28.76	162.7	161.7	581.1	560.1	0.841
Outubro	162.0	86.34	29.41	162.6	161.6	583.1	562.1	0.844
Novembro	142.5	74.25	28.71	141.1	140.1	507.0	488.3	0.845
Dezembro	151.7	86.79	28.39	147.6	146.5	533.5	514.3	0.851
Ano	1879.6	898.88	28.14	1848.7	1836.6	6658.9	6420.1	0.848

Fonte: PVSyst (2025).

#### 4.4. Análise de dados

A variação da temperatura ambiente afeta a temperatura de operação das células, influenciando diretamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos e provocando redução na eficiência. Com a elevação da temperatura de operação do módulo, a tensão diminui significativamente, enquanto a corrente apresenta aumento em escala quase desprezível (PINHO; GALDINO, 2014).

O calor ambiente impacta a performance do sistema; por esse motivo, os datasheets apresentam valores referentes à queda de tensão em função da temperatura, calculados pelas Equações 1, 2 e 3.

$$Voc_T = Voc_{stc} * (1 + \beta Voc * (T_{mod}, Tamb_{med} - 25^\circ)) \quad (Eq.1)$$

$$Vmp_T = Vmp_{stc} * (1 + \beta Vmp * (T_{mod}, Tamb_{med} - 25^\circ)) \quad (Eq.2)$$

$$T_{mod} = Tamb + Kt * G \quad (Eq.3)$$

Tamb = Temperatura ambiente.

Tmod = Temperatura no módulo.

$\beta$  = coeficiente de temperatura.

Kt: coeficiente Térmico do módulo, padrão 0,03 (C°/W.m²).

G: Irradiância sobre o módulo (STC 1kW/m²).

Como padrão de teste (STC) para módulos fotovoltaicos, adotam-se tolerâncias em relação à temperatura de 25 °C, sendo calculadas as perdas correspondentes para cada região. Utilizando a base de dados meteorológicos Climate Data, obtiveram-se os valores médios da temperatura máxima para a região de Tucuruí/PA.

Caso A:

$$\begin{aligned} T_{mod} &= 30,4^\circ + 0,03 * 1000 = 60,4^\circ \\ Voc_T &= 48,42V * (1 - 0,25\% * (60,4^\circ - 25^\circ)) = 44,13V \\ Vmp_T &= 40,51V * (1 - 0,25\% * (60,4^\circ - 25^\circ)) = 36,92V \end{aligned}$$

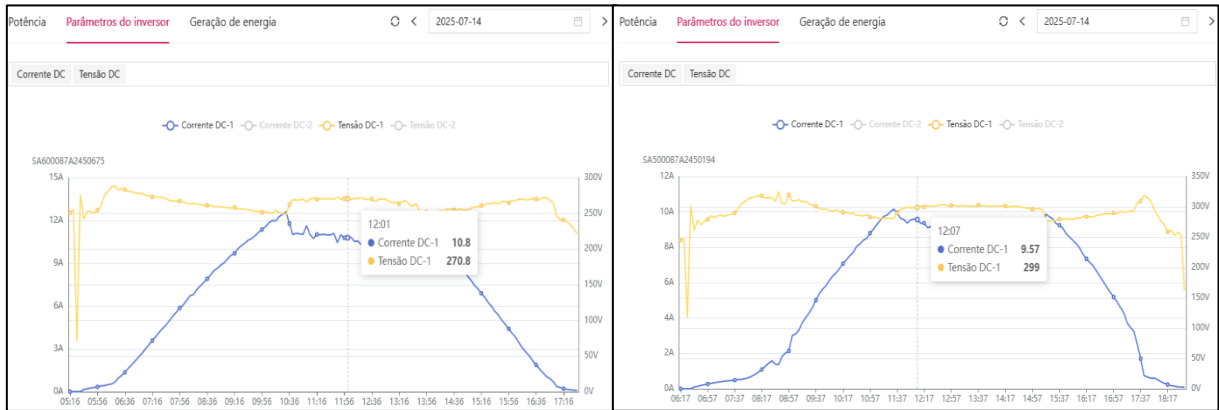
Caso B:

$$\begin{aligned} T_{mod} &= 30,4^\circ + 0,03 * 1000 = 60,4^\circ \\ Voc_T &= 51,67V * (1 - 0,25\% * (60,4^\circ - 25^\circ)) = 47,10V \\ Vmp_T &= 42,74V * (1 - 0,25\% * (60,4^\circ - 25^\circ)) = 38,96V \end{aligned}$$

Portanto multiplicando a quantidade de módulos pela tensão corrigida Vmp, tem-se para o caso A;  $Vmp^* = 258,44V$ , e para o caso B;  $Vmp^* = 272,72V$ . Nas figuras 33, 34 e 35 pode-

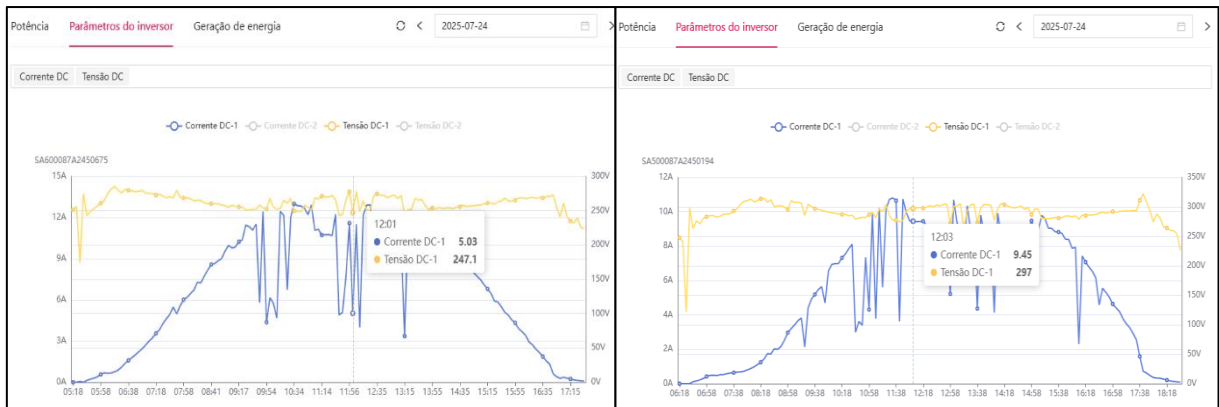
se observar os valores reais e curvas características de tensão e corrente no decorrer de dias com alta produção, com mínimo de nuvens e ausência de clima nublado.

Figura 33 – Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita).



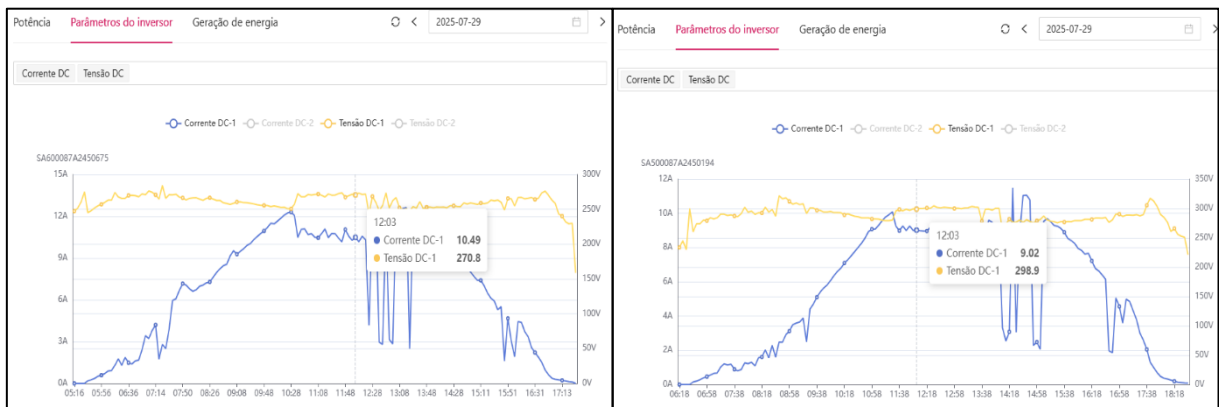
Fonte: Portal Solplanet (2025).

Figura 34 - Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita).



Fonte: Portal Solplanet (2025).

Figura 35 - Vmp e Imp, módulo A (Esquerda), e B (Direita).

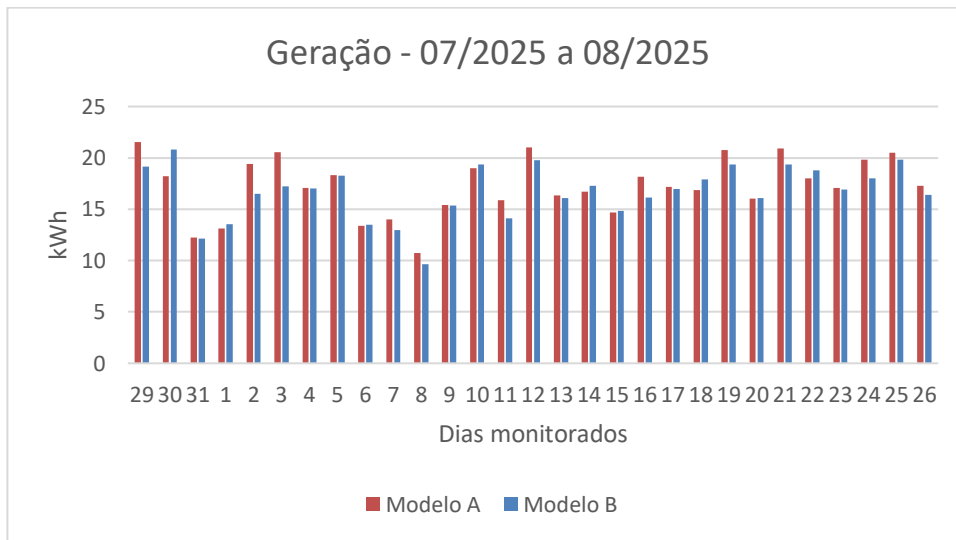


Fonte: Portal Solplanet (2025).

### 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

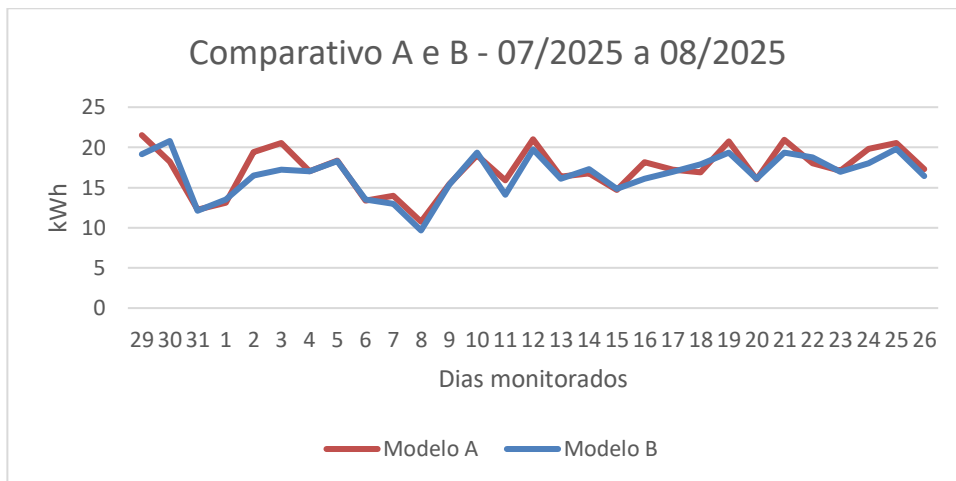
Diante das informações apresentadas, serão discutidos os resultados obtidos a partir das simulações e das análises dos dados reais fornecidos pelo sistema de monitoramento. A comparação entre os dados de geração, apresentados nas figuras 36 e 37, e os valores registrados pelos *dataloggers* dos inversores evidencia um aumento principalmente no módulo monofacial (Modelo A), enquanto os valores do módulo bifacial (Modelo B) permanecem próximos aos esperados.

Figura 36 - Geração A e B com dados de monitoramento.



Fonte: Autoria própria (2025).

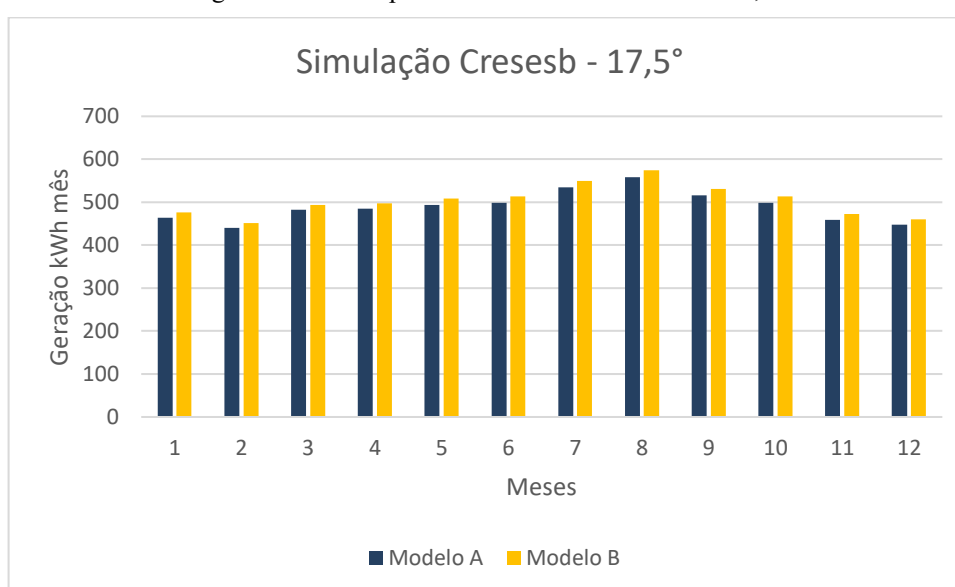
Figura 37 - Comparativo de desempenhos diários.



Fonte: Autoria própria (2025).

Nos resultados obtidos por meio do simulador PVSyst, a figura 38 evidencia a comparação entre os sistemas, configurados em suas respectivas localidades reais e alimentados com dados atualizados de irradiação solar, potencial eólico e temperatura, provenientes de fontes externas ao simulador (CRESESB e Climate Data). Verifica-se que o modelo B apresentou desempenho superior em termos de geração, destacando-se que possíveis obstáculos no local real podem interferir nos dados obtidos pelo monitoramento, como, por exemplo, menor capacidade de resfriamento natural decorrente do potencial eólico local.

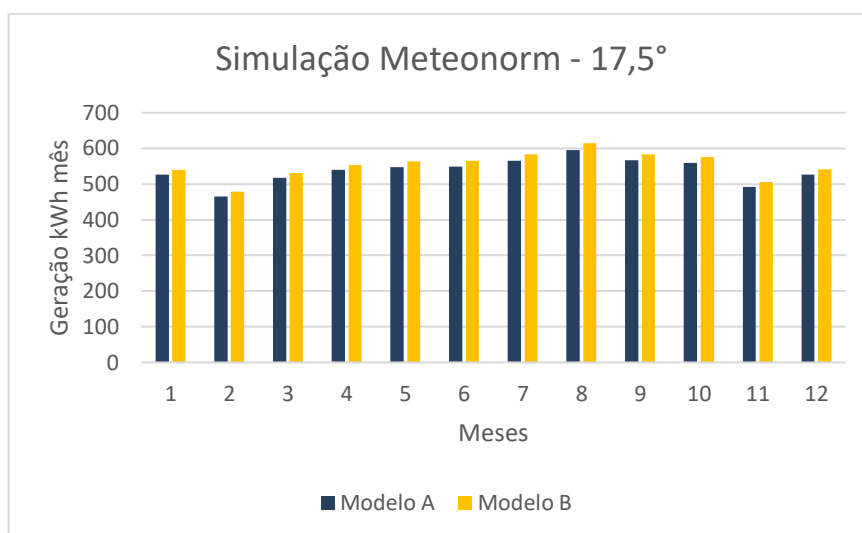
Figura 38 - Desempenho simulado com Cresesb e 17,5°.



Fonte: Autoria própria (2025).

Na figura 39, os métodos de simulação foram repetidos, desta vez utilizando a base de dados nativa do PVSyst (Meteonorm), atualizada para o período entre 2016 e 2021. Nessa condição, observou-se novamente uma pequena elevação no desempenho dos módulos bifaciais (Modelo B), destacando-se que, em todas as simulações, foram adotados valores fixos de albedo iguais a 0,33.

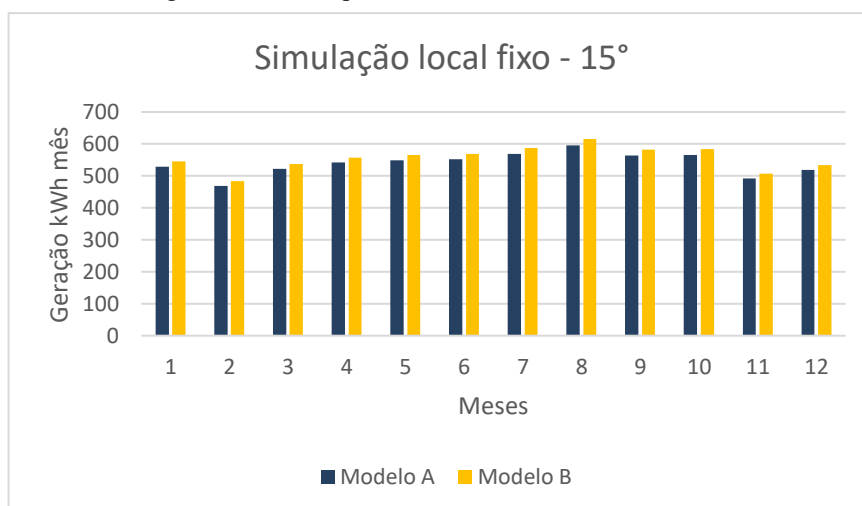
Figura 39 - Desempenho simulado com Meteonorm e 17,5°.



Fonte: Autoria própria (2025).

Por fim, foram utilizados dados fixos de localidade e o mesmo equipamento, a fim de realizar um comparativo focado exclusivamente no desempenho dos diferentes módulos, instalados com inclinação de 15°. De acordo com a figura 40, observou-se novamente um aumento na geração dos módulos bifaciais.

Figura 40 - Desempenho simulado com local fixo e 15°.



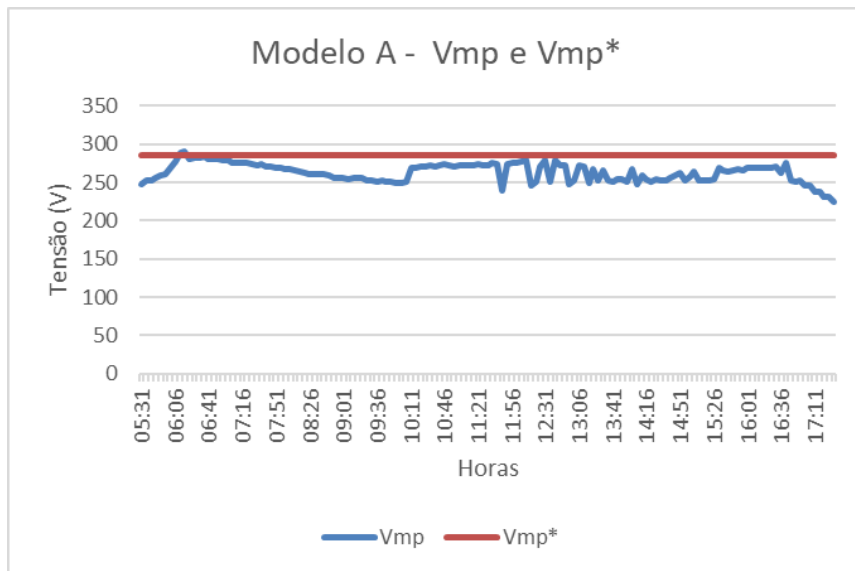
Fonte: Autoria própria (2025).

Do ponto de vista quantitativo, considerando a última simulação, os módulos do modelo B apresentaram um ganho de 3% em comparação aos módulos do modelo A. Contudo, dependendo do tipo de instalação adotada, verificou-se que, no caso real acompanhado, os módulos do modelo A apresentaram maior eficiência, resultado da melhor capacidade de

resfriamento proporcionada pela residência de dois andares onde foram instalados, em contraste com o modelo B, posicionado próximo a outros telhados.

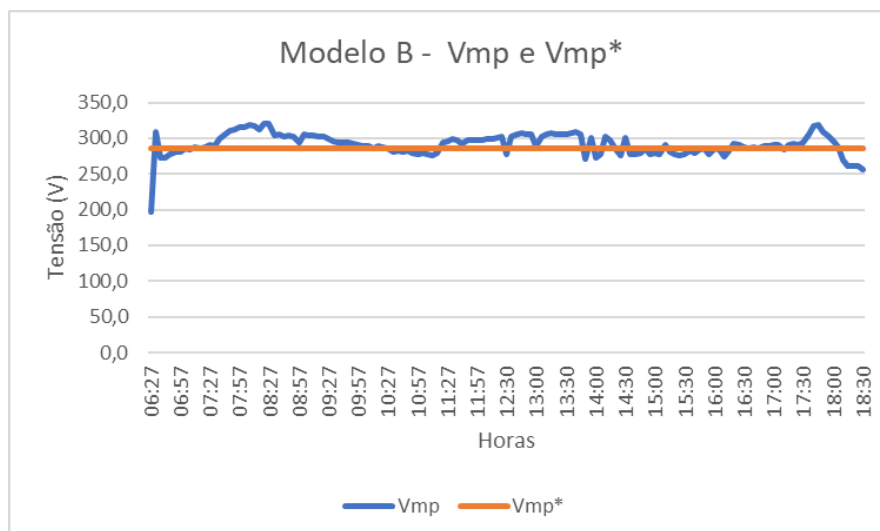
Considerando que o coeficiente de tensão apresenta maior sensibilidade em relação ao coeficiente de corrente para temperaturas superiores a 25 °C, observam-se variações significativas de tensão em cada módulo, em consonância com as figuras 41 e 42. Os módulos do modelo B apresentaram elevação de tensão acima do previsto, mesmo com a inclusão de 5 % de tolerância; entretanto, sua componente de potência mostrou-se inferior à do modelo A, em conformidade com a figura 43.

Figura 41 - Curva de tensão diária modelo A.



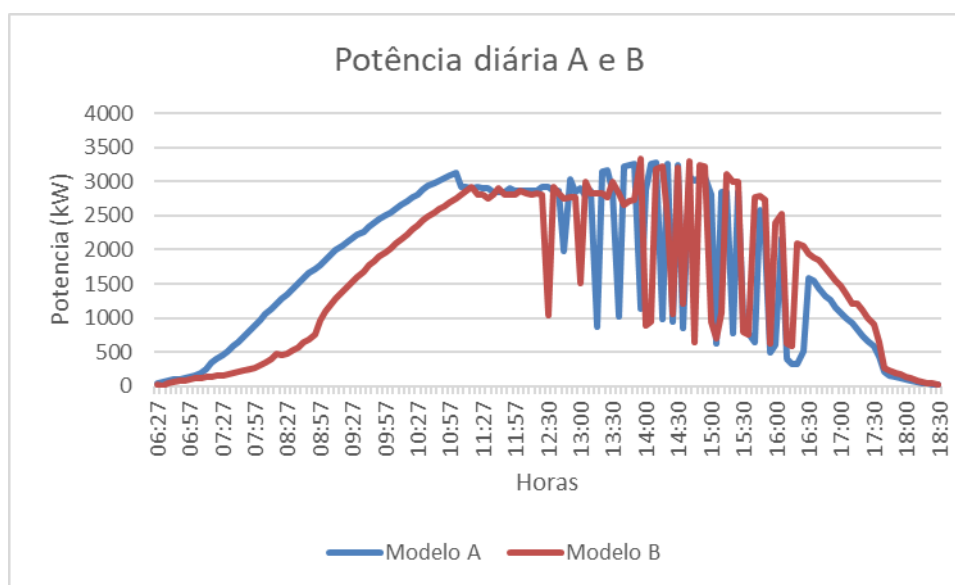
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 42 - Curva de tensão diária modelo B.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 43 - Comparativo de potencial diário.



Fonte: A autoria própria (2025).

Na análise qualitativa, observa-se que a tecnologia bifacial pode apresentar vantagens em casos de remanejamento para instalação em lajes ou terrenos, com o apoio de estruturas elevadas. Nessas condições, respeitando-se a altura mínima recomendada pelo fabricante (geralmente 1,5 m), é possível potencializar a geração adicional proporcionada pela captação da irradiância refletida (albedo).

Entretanto, em instalações convencionais sobre telhados, a distância reduzida entre o módulo e a superfície, aliada à ausência de materiais reflexivos significativos, limita o desempenho dos módulos bifaciais. Nesses casos, a utilização de módulos monofaciais mostra-se mais adequada, considerando tanto o menor peso estrutural quanto o melhor desempenho observado nas condições analisadas.

No que se refere aos preços de mercado, observa-se que os módulos bifaciais apresentam valores aproximados, com variações em torno de 5%. A elevada frequência de comercialização desses equipamentos evidencia a atratividade econômica associada ao seu uso, reforçando as vantagens financeiras que justificam o investimento nesse tipo de tecnologia.

## 6. CONCLUSÃO

O estudo demonstrou que os módulos fotovoltaicos bifaciais possuem potencial de aumentar a geração de energia em instalações sobre telhados, apresentando ganhos em torno de 3%. Trata-se de um aumento relativamente baixo se comparado a sistemas projetados com estruturas específicas para a tecnologia bifacial, que permitem maior captação da radiação refletida (albedo) e melhor aproveitamento da face traseira dos módulos.

Dessa forma, ao comparar instalações utilizando módulos monofaciais e bifaciais similares, observa-se que o ganho de desempenho fornecido pelos módulos bifaciais em telhados convencionais é limitado, reforçando a importância de se considerar o uso posterior de estruturas próprias para maximizar a eficiência dessa tecnologia.

A análise dos dados de monitoramento evidenciou que fatores ambientais e de instalação, como altura, orientação, sombreamento e potencial eólico, influenciam significativamente o desempenho dos módulos. Além disso, as simulações complementares permitiram compreender de forma mais detalhada o comportamento dessas tecnologias em diferentes cenários, possibilitando uma avaliação mais precisa da produção energética esperada.

Para avaliações isoladas de desempenho de módulos, recomenda-se o uso de microinversores, uma vez que eles permitem monitoramento individualizado, facilitando a detecção de falhas, a análise detalhada de desempenho de cada módulo e a otimização da operação do sistema.

Portanto, a escolha da tecnologia fotovoltaica deve equilibrar aspectos econômicos e ambientais, visando maximizar o retorno do investimento e a eficiência energética do sistema. Os resultados obtidos neste estudo contribuem para o avanço do conhecimento técnico na área de energia solar fotovoltaica aplicada a telhados, fornecendo subsídios para a adoção de soluções mais eficientes, sustentáveis e adaptadas às condições específicas de cada instalação. Além disso, as conclusões podem orientar projetos futuros, decisões de investimento e políticas públicas voltadas à expansão da energia solar distribuída em ambientes urbanos.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Energia solar já evitou 50 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> no Brasil**. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticias-externas/energia-solar-ja-evitou-50-milhoes-de-toneladas-de-co2-no-brasil>>. Acesso em: 18 ago. 2025.

ABSOLAR, 2025. **Solar Photovoltaic Energy in Brazil**, Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 18 ago. 2025.

AVEZEDO, Julia. **Albedo: o que é e quais fatores influenciam?** 2021. Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/albedo/>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

CANAL SOLAR. **Diferença entre módulos bifaciais e monofaciais**. 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/diferenca-entre-modulos-bifaciais-e-monofaciais>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

CANAL SOLAR. **Painéis bifaciais com alterações de albedo e temperatura ambiente**. 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/paineis-bifaciais-com-alteracoes-de-albedo-e-temperatura-ambiente>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

CLIMATE-DATA. **Climate data for Tucuruí, Pará, Brazil**. 2021. Disponível em: <<https://en.climate-data.org/south-america/brazil/para/tucurui-880055>>. Acesso em: 19 ago. 2025.

CHIODETTI, Matthieu; DUPUIS, Julien; BOUBLIL, David; RADOUANE, Khalid; DUPEYRAT, Patrick. **Half-Cell Module Behaviour and its Impact on the Yield of a Pv Plant**. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 4., 2019, Marseille. Anais eletrônicos. Marseille: Conference Paper, 2019. p.

CRESESB- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**- 2014. Disponível em: <[www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual de Engenharia FV 2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual%20de%20Engenharia%20FV%202014.pdf)>. Acesso em 18 ago. 2025

CRESESB- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia Solar Princípios e aplicações** - 2006. Disponível em: <[https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf)>. Acesso em 18 ago. 2025

CSS [Center for Sustainable Systems], University of Michigan. 2022. “**Photovoltaic Energy Factsheet.**” Pub. No. CSS07-08. September 2022. Disponível em:<[https://css.umich.edu/sites/default/files/2022-09/Photovoltaic%20Energy\\_CSS07-08.pdf](https://css.umich.edu/sites/default/files/2022-09/Photovoltaic%20Energy_CSS07-08.pdf)> Acesso em: 21 ago. 2025.

DEYE. **Stick Logger.** 2025. Disponível em: <<https://pt.deyeinverter.com/product/accessory-monitoring-1/stick-logger.html>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

DICOMP. **Como funciona o micro inversor solar.** 2021. Disponível em: <<https://www.dicomp.com.br/blog/como-funciona-o-microinversor-solar/>>. Acesso em: 14 ago. 2025.

DS NEW ENERGY. **Guide to TOPCon solar cells.** 2023. Disponível em: <<https://pt.dsisolar.com/info/guide-to-topcon-solar-cells-89249919.html>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

ECORI ENERGIA SOLAR. **Módulos fotovoltaicos: monocristalino ou policristalino – qual a melhor dessas duas tecnologias para o Brasil?** 2018. Disponível em:<<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---monocristalino-ou-policristalino---qual-a-melhor-dessas-duas-tecnologias-para-o-brasil.>> Acesso em: 21 ago. 2025.

EDP. **Origem da energia solar.** 2025. Disponível em: <<https://solucoes.edp.com.br/blog/origem-da-energia-solar>>. Acesso em: 18 ago. 2025.

ELYSIA. **Sistema fotovoltaico: inversor solar.** 2020. Disponível em: <<https://elysia.com.br/sistema-fotovoltaico-inversor-solar/>>. Acesso em: 14 ago. 2025.

FAZAL, M. e RUBAIEE, S., 2023. **Progress of pv cell technology: Feasibility of building materials, cost, performance, and stability.** Solar Energy.

HODGE, B, K. **Sistemas e Aplicações de energia alternativa. Revisão técnica.** Marco Aurélio dos Santos. Rio de Janeiro, 2018.

IBERDROLA. **Radiação solar: o que é e como é produzida.** 2021. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/compromisso-social/radiacao-solar>. Acesso em: 18 ago. 2025.

IEA (2023). **CO2 Emissions in 2022, IEA, Paris** <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>, License: CC BY 4.0.

INSTITUTO SOLAR. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.** 2020. Disponível em: <https://institutosolar.com/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 21 ago. 2025.

INSTITUTO SOLAR. **Kit de energia solar.** 2019. Disponível em: <https://institutosolar.com/kit-de-energia-solar>. Acesso em: 18 ago. 2025.

KASHYAP, S. et al., 2020. **Comprehensive Study on the Recent Development of PERC Solar Cell.** 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 2542-2546

KHOKHAR, M. et al., 2023. **A Review on p-Type Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon) Solar Cell.** Transactions on Electrical and Electronic Materials.

KOPECEK, R. LIBAL, J., 2018. **Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics.** Nature Energy vol.3, pág. 443– 446.

MERMOUD, A.; LEJEUNE, T. **PERFORMANCE ASSESSMENT OF A SIMULATION MODEL FOR PV MODULES OF ANY AVAILABLE TECHNOLOGY.** Valência: 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2010.

NACÃO SOLAR. **O que é um datasheet.** 2022. Disponível em: <https://nacaosolar.com.br/2022/03/07/o-que-e-um-datasheet>. Acesso em: 21 ago. 2025.

NEOSOLAR. **Tecnologia e aplicação da placa solar fotovoltaica**. 2021. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica/tecnologia-aplicacao-placa-solar>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

OCA ENERGIA. **Sistema fotovoltaico híbrido: entenda o que é**. 2021. Disponível em: <<https://www.ocaenergia.com/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e>>. Acesso em: 18 ago. 2025.

PASSOS, Fabiano. Como funciona a energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica com microinversores. **Micro Geração Fotovoltaica**. 2021. Disponível em: <<https://microgeracaofv.wordpress.com/2021/06/03/como-funciona-a-energia-solar-fotovoltaica-conectada-a-rede-eletrica-com-microinversores/>>. Acesso em: 14 ago. 2025.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de trabalho de energia solar–GTES. CEPEL–DTE–CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **História e origem da energia solar**. 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/historia-e-origem-da-energia-solar>. Acesso em: 19 ago. 2025.

Q. CELLS. **Data sheet - Q.PEAK L-G5.0.G 355-370. Módulo Solar Q.Antum**. 2016. Disponível em: <[https://www.q-cells.com/dam/jcr:bc0a8e73-6ef6-4e27-8992-a51364025156/Hanwha\\_Q\\_CELLS\\_Data\\_sheet\\_QPEAK\\_L-G5.0.G\\_355-370\\_2018-06\\_Rev02\\_AU.pdf](https://www.q-cells.com/dam/jcr:bc0a8e73-6ef6-4e27-8992-a51364025156/Hanwha_Q_CELLS_Data_sheet_QPEAK_L-G5.0.G_355-370_2018-06_Rev02_AU.pdf)>. Acesso em: 18 ago. 2025.

SANTOS, H, F, L., COSTA, V, M, C. **Concentradores fotovoltaicos: uma tecnologia em declínio?**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, abril/2018.

SEUNIPRO. **Qual é a diferença dos módulos solares convencionais e os módulos Half Cell**. 2021. Disponível em: <<https://www.seunipro.com/qual-e-a-diferenca-dos-modulos-solares-convencionais-e-os-modulos-half-cell>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

SOPRANO. **Inversores: entenda suas funções e conheça os diferentes tipos**. 2021. Disponível em: <<https://www.soprano.com.br/blog/inversores-entenda-suas-funcoes-e-conheca-os-diferentes-tipos>>. Acesso em: 14 ago. 2025.

SOUENERGY. **Datasheet – Gokin 585 – GK-1-72HTBD 585 N-type Bifacial**. 2024. Disponível em: <[https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet\\_-\\_Gokin\\_585\\_-\\_GK-1-72HTBD\\_585\\_N-type\\_Bifacial.pdf](https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet_-_Gokin_585_-_GK-1-72HTBD_585_N-type_Bifacial.pdf)>. Acesso em: 19 ago. 2025.

SOUENERGY. **Datasheet – Lepton 585 Monofacial – LP182x199-M-66-NH 585W**. 2024. Disponível em: <[https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet\\_-\\_Lepton\\_585\\_Monofacial\\_-\\_LP182x199-M-66-NH\\_585W.pdf](https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet_-_Lepton_585_Monofacial_-_LP182x199-M-66-NH_585W.pdf)>. Acesso em: 19 ago. 2025.

SUN, X.; KHAN, M.R.; DELINE, C; et al., 2018. **Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective**. Appl Energy vol. 212, pág. 1601–1610

TAGUCHI, M., 2021. Review - **Development History of High Efficiency Silicon Heterojunction Solar Cell**: From Discovery to Practical Use. ECS Journal of Solid State Science and Technology.

ULLAH, H. et al., 2023. **Crystalline Silicon (c-Si)-Based Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon) Solar Cells: A Review**. Energies.

VILLALVA, Marcelo. **Conheça as células fotovoltaicas de heterojunção**. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/conheca-as-celulas-fotovoltaicas-de-heterojuncao/>>. Acesso em: 21 ago. 2025.

VILLALVA, Marcelo. **Tecnologia PERC: a nova geração de células fotovoltaicas**. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/tecnologia-perc-a-nova-geracao-de-celulas-fotovoltaicas>>. Acesso em: 23 ago. 2025.

YUSUFOGLU, U. A.; Pletzer, T. M.; Koduvelikulathu, L. J.; Comparotto, C.; Kopecek, R.; Kurz, H. (2015). **Analysis of the annual performance of bifacial modules and optimization methods**.