



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIA E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Gustavo Henrique Müller

**Análise Comparativa de Três Tecnologias Fotovoltaicas: Estudo de
Caso no Sul de Santa Catarina**

Araranguá
2025

Gustavo Henrique Müller

**Análise Comparativa de Três Tecnologias Fotovoltaicas: Estudo de
Caso no Sul de Santa Catarina**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador(a): Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher,
Coorientador (a): Dr.(a) Letícia Toreti Scarabelot.

Araranguá

2025

Müller, Gustavo Henrique

Análise Comparativa de Três Tecnologias Fotovoltaicas:
Estudo de Caso no Sul de Santa Catarina / Gustavo Henrique
Müller ; orientador, Luciano Lopes Pfitscher,
coorientador, Leticia Toreti Scarabelot, 2025.

50 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Energia Solar. 3. Módulos
Fotovoltaicos. I. Pfitscher, Luciano Lopes. II.
Scarabelot, Leticia Toreti. III. Universidade Federal de
Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. IV.
Título.

Gustavo Henrique Müller

**Análise Comparativa de Três Tecnologias Fotovoltaicas: Estudo de
Caso no Sul de Santa Catarina**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia,
foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes
membros:

Luciano Lopes Pfitscher, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

André Possamai Rosso, Dr.

Instituto Federal de Santa Catarina

Videoconferência pelo Google Meet, 02 de julho de 2025.

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado
adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Prof. Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dra.

Coordenadora do Curso

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.

Orientador

Gustavo Henrique Müller

Autor

Araranguá, 02 de julho de 2025

[Dedico este trabalho a Deus, fonte de toda sabedoria, força e inspiração. Foi em Sua presença que encontrei direção nos momentos de incerteza e perseverança nos desafios. Sem Ele, esta conquista não teria sido possível.]

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho e a conclusão do curso de Engenharia de Energia representam não apenas um marco acadêmico, mas também uma jornada pessoal construída com o apoio de pessoas fundamentais, às quais sou profundamente grato.

À minha mãe, Neide Müller, dedico um agradecimento especial. Seu apoio incondicional em todas as minhas decisões foi essencial, especialmente quando escolhi seguir a área da Engenharia de Energia. Sua confiança em mim, mesmo nos momentos mais incertos, foi o alicerce que me manteve firme até aqui.

À Letícia Scarabelot, minha eterna gratidão por compartilhar seus conhecimentos com tanta generosidade. Sua orientação foi mais do que acadêmica; foi inspiradora. Cada ensinamento contribuiu não apenas para este trabalho, mas para a formação do profissional que estou me tornando.

À minha namorada, Bianca, obrigada por estar ao meu lado em cada etapa deste caminho. Sua presença constante, apoio emocional e paciência nos momentos difíceis fizeram toda a diferença. Ter você comigo tornou essa caminhada mais leve e significativa.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para esta conquista, meu sincero agradecimento.

RESUMO

Diante do crescimento da demanda energética global e da urgência por soluções sustentáveis, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma alternativa estratégica para a diversificação da matriz elétrica. Este trabalho apresenta uma análise comparativa do desempenho de três tecnologias de módulos fotovoltaicos: monofacial, bifacial e N-Type. Os sistemas foram instalados sob as mesmas condições operacionais, inclinação, orientação e localização, na cidade de Araranguá-SC. Com base em dados reais de geração coletados ao longo do ano de 2024, foram utilizados indicadores como produtividade específica, razão de performance (PR) e ganhos relativos para avaliar a eficiência de cada tecnologia. Os resultados obtidos contribuem para a compreensão técnica das diferenças de desempenho entre os arranjos e para a escolha mais adequada de módulos em projetos fotovoltaicos conectados à rede.

Palavras-chave: Energia solar; módulos fotovoltaicos; Bifacial; N-Type; eficiência energética; análise comparativa; razão de performance.

ABSTRACT

Given the growing global energy demand and the urgent need for sustainable solutions, photovoltaic solar energy stands out as a strategic alternative for diversifying the electricity matrix. This study presents a comparative performance analysis of three photovoltaic module technologies: monofacial, bifacial, and N-Type. The systems were installed under identical operating conditions, tilt angle, orientation, and location, in the city of Araranguá, SC, Brazil. Based on real generation data collected throughout the year 2024, indicators such as specific yield, performance ratio (PR), and relative gains were used to evaluate the efficiency of each technology. The results contribute to the technical understanding of performance differences between the arrays and support more informed decisions when selecting modules for grid-connected photovoltaic systems.

Keywords: Solar energy; photovoltaic modules; Bifacial; N-Type; energy efficiency; performance ratio; comparative analysis.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Módulo Monofacial monocristalino..... | 21 |
| Figura 2 – Composição do módulo bifacial..... | 22 |
| Figura 3 – Absorção de Irradiação solar nos módulos..... | 23 |
| Figura 4 – Esquema do funcionamento do módulo N-Type..... | 24 |
| Figura 5 – Disposição dos Sistemas Fotovoltaicos..... | 31 |
| Figura 6 – Produtividade mensal dos arranjos fotovoltaicos em relação à irradiação solar global do plano inclinado..... | 36 |
| Figura 7 – Razão de performance (PR) dos arranjos fotovoltaicos..... | 37 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Dados elétricos dos sistemas..... | 29 |
| Tabela 2 – Disposição das strings dos sistemas..... | 30 |
| Tabela 3 – Produtividade dos Arranjos..... | 35 |
| Tabela 4 – Relação de ganho Bifacial e N-Type ao Monofacial..... | 38 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| ABSOLAR | Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CELESC | Centrais Elétricas de Santa Catarina. Concessionária de Energia Elétrica de Santa Catarina |
| Ec | Energia elétrica de corrente contínua (kWh) |
| FV | Fotovoltaico (ou energia fotovoltaica) |
| G | Irradiância solar global horizontal (W/m ²) |
| Gi,ref | Irradiância solar de referência no plano inclinado (W/m ²) |
| Gb | Ganho bifacial (%) |
| H | Irradiação solar global horizontal (kWh/m ²) |
| Hi | Irradiação solar global no plano inclinado (kWh/m ²) |
| HJT | Tecnologia de Heterojunção |
| IEA | Agência Internacional de Energia |
| IEC | Comissão Eletrotécnica Internacional |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia |
| kt | Índice de claridade (adimensional) |
| LID | Degradação induzida por luz |
| MDPI | Instituto Multidisciplinar de Publicações Digitais |
| m-Si | Silício monocristalino |
| NBR | Norma Brasileira Regulamentadora |
| NREL | Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos |
| PERC | Célula com emissor passivado e contato posterior |

| | |
|-------------|--|
| PID | Degradação potencial induzida |
| PR | Razão de performance |
| Rt | Radiação solar total incidente (kWh/m ²) |
| SFVCR | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede |
| STC | Condições padrão de teste |
| TOPCon | Contato passivado por óxido de túnel |
| View-factor | Fator de vista |
| Ya | Produtividade do arranjo (kWh/kWp) |
| Yab | Produtividade do arranjo bifacial (kWh/kWp) |
| Yam | Produtividade do arranjo monofacial (kWh/kWp) |
| Yr | Produtividade de referência (kWh/kWp) |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO..... | 14 |
| 1.1 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA..... | 15 |
| 1.1.1 Objetivo Geral..... | 15 |
| 1.1.2 Objetivos Específicos..... | 16 |
| 1.1.3 Justificativa..... | 16 |
| 2 DESENVOLVIMENTO..... | 17 |
| 2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO BRASILEIRO..... | 17 |
| 2.2 FUNDAMENTOS DO EFEITO FOTOVOLTAICO..... | 18 |
| 2.3 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 20 |
| 2.3.1 Módulos Monofaciais..... | 20 |
| 2.3.2 Módulos Bifaciais..... | 22 |
| 2.3.3 Módulos N-Type..... | 24 |
| 2.4 GANHOS RELATIVOS ENTRE TECNOLOGIAS..... | 25 |
| 2.5 PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO FOTOVOLTAICO..... | 26 |
| 2.5.1 Produtividade (Ya)..... | 26 |
| 2.5.2 Produtividade de Referência (Yr)..... | 26 |
| 2.5.3 Razão de Performance (PR)..... | 27 |
| 2.6 CONVERSÃO DE IRRADIAÇÃO DO PLANO HORIZONTAL PARA INCLINADO..... | 27 |
| 3 METODOLOGIA..... | 28 |
| 3.1 ESTRUTURA DO SISTEMA EXPERIMENTAL..... | 28 |
| 3.2 LOCALIZAÇÃO E CARACTERÍSTICAS AVALIADAS..... | 30 |
| 3.3 SOFTWARES E FERRAMENTAS UTILIZADAS..... | 31 |
| 3.4 PARÂMETROS AVALIADOS E CÁLCULOS..... | 32 |
| 3.4.1 Obtenção de Dados..... | 32 |
| 3.4.2 Ângulo de Declinação, Ângulo de Elevação e Irradiação Solar Global no Plano Inclinado..... | 32 |
| 3.4.3 Análise do Desempenho dos Módulos Fotovoltaicos..... | 33 |
| 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 35 |
| 4.1 ANÁLISE DA PRODUTIVIDADE DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS..... | 35 |
| 4.2 ANÁLISE DA RAZÃO DE PERFORMANCE (PR)..... | 37 |
| 4.3 ANÁLISE DOS GANHOS PERCENTUAIS ENTRE AS TECNOLOGIAS..... | 38 |
| 4.3.1 Ganho Bifacial em Relação ao Monofacial..... | 39 |
| 4.3.2 Ganho Bifacial em Relação ao N-Type..... | 40 |
| 4.3.3 Ganho do N-Type em Relação ao Monofacial..... | 40 |
| 5 CONCLUSÃO..... | 41 |

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia sustentáveis tem impulsionado a adoção de tecnologias baseadas em energias renováveis, em especial a energia solar fotovoltaica. Essa fonte energética destaca-se por sua abundância, baixo impacto ambiental e versatilidade de aplicação em diferentes escalas, desde pequenos sistemas residenciais até grandes usinas de geração centralizada (MIRANDA, 2013).

No Brasil, o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR) tem se expandido significativamente, resultado da redução dos custos da tecnologia e dos incentivos regulatórios que favorecem a geração distribuída. Dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2025) mostram que, em março de 2025, a capacidade instalada em energia solar fotovoltaica atingiu 55 GW, o que representa aproximadamente 22,2 % da matriz elétrica nacional. Ainda segundo a associação, cerca de 37,4 GW correspondem à geração distribuída e 17,6 GW à geração centralizada

Com o avanço das pesquisas e o desenvolvimento de novos materiais semicondutores, diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos surgiram, como os módulos de silício cristalino (monofaciais), os módulos bifaciais e os módulos com células do tipo N-Type. Esses dispositivos diferem quanto à forma de fabricação, propriedades físicas e, principalmente, eficiência de conversão e desempenho em campo (PEREZ, 2022).

A escolha da tecnologia mais adequada depende de diversos fatores, incluindo o tipo de solo, condições climáticas locais, custo-benefício e o índice de desempenho ao longo do tempo. Estudos realizados por Dias e Rampinelli (2024), em planta experimental na cidade de Araranguá-SC, evidenciaram um ganho médio de 4,87% a 9,81% nos módulos bifaciais, dependendo do tipo de solo, quando comparados aos módulos monofaciais. Esses resultados demonstram o potencial de tecnologias que utilizam a radiação refletida pelo solo (albedo) para ampliar a produção energética.

De forma semelhante, Silveira (2020), ao analisar o desempenho de sistemas conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias no estado do Paraná, observou que o fator de capacidade e a produtividade mensal variaram amplamente entre os tipos de módulos, ressaltando que sistemas com tecnologia de

silício monocristalino (m-Si) apresentaram desempenho superior em determinadas regiões.

Estudos como o de Miranda (2013) reforçam a viabilidade técnico-econômica da energia solar fotovoltaica no cenário brasileiro, sobretudo no setor residencial, indicando que a geração distribuída pode representar uma alternativa sólida frente aos modelos tradicionais de suprimento energético.

Considerando esse panorama, o presente trabalho tem por objetivo realizar uma análise comparativa entre três tecnologias de módulos fotovoltaicos, bifacial, monofacial e N-Type, instalados no mesmo telhado e sob as mesmas condições físicas de operação. Os sistemas analisados apresentam as seguintes potências: o Sistema 1 (módulos bifaciais Longi LR4-72HBD-445M) é composto por 22 módulos de 445 Wp, totalizando 9,79 kW AC; o Sistema 2 (módulos monofaciais Longi LR5-7HPH-545M) conta com 18 módulos de 545 Wp, totalizando 9,81 kW AC; e o Sistema 3 (módulos N-Type Jinko JKM565N-72HL4-V) também com 18 módulos de 565 Wp, totalizando 10,17 kW AC.

Cada sistema está conectado a um inversor monofásico PHB8500-MS, com potência nominal de 8,5 kW, instalados em quadro elétrico distinto da instalação principal do estabelecimento. A proposta visa verificar qual tecnologia apresenta melhor desempenho energético em ambientes urbanos e comerciais.

1.1 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar uma análise comparativa do desempenho energético de três tecnologias de módulos fotovoltaicos — bifacial, monofacial e N-Type — instaladas em um sistema conectado à rede elétrica da CELESC, utilizando arranjos independentes com inversores de 8,5 kW cada, de modo a avaliar a eficiência e a viabilidade técnica de cada tecnologia sob as mesmas condições de inclinação, orientação e local de instalação.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar tecnicamente os três arranjos fotovoltaicos instalados, compostos por módulos bifaciais de 445 Wp, monofaciais de 545 Wp e N-Type de 565 Wp, cada um dos sistemas possui um inversor de 8,5 kW;
- Monitorar e coletar dados de desempenho energético dos três sistemas ao longo de um período determinado, sob as mesmas condições climáticas e de instalação;
- Calcular os principais indicadores de desempenho, como taxa de produtividade, razão de desempenho (PR) e rendimento energético mensal;
- Comparar os resultados obtidos entre os três tipos de módulos, identificando as diferenças de desempenho e suas possíveis causas;
- Avaliar a viabilidade técnica das tecnologias estudadas para aplicação em sistemas conectados à rede elétrica no contexto urbano brasileiro.

1.1.3 Justificativa

A crescente demanda por fontes de energia renovável, especialmente a solar fotovoltaica, tem impulsionado o desenvolvimento e a adoção de tecnologias mais eficientes e adaptadas a diferentes contextos de instalação. Dentre essas inovações, os módulos fotovoltaicos bifaciais e N-Type têm se destacado por seu potencial de maior aproveitamento da irradiância solar, especialmente em instalações com boas condições de refletância e irradiação difusa (JANG; LEE, 2020; MUÑOZ-CERÓN et al., 2024).

Diversos estudos apontam que os módulos bifaciais podem apresentar ganhos energéticos significativos quando comparados aos monofaciais, dependendo das condições de instalação, albedo do solo e geometria do sistema (JANG; LEE, 2020). Além disso, o coeficiente de bifacialidade, definido segundo a norma IEC TS 60904-1-2:2019, ainda carece de investigações sob condições reais de operação, o que torna essencial a realização de análises experimentais em campo para complementar os dados de simulação (MUÑOZ-CERÓN et al., 2024).

No cenário brasileiro, a maioria dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede utilizam módulos monofaciais. Contudo, com o avanço tecnológico e a redução de custos, cresce o interesse por alternativas de maior eficiência energética e retorno econômico, como os módulos N-Type e bifaciais (PEREZ, 2023). Nesse

sentido, este estudo se justifica por avaliar de forma comparativa o desempenho de três tecnologias distintas de módulos, instaladas sob as mesmas condições de orientação, inclinação e conexão à rede elétrica da CELESC, utilizando inversores idênticos e monitoramento em tempo real.

A escolha da cidade de Araranguá-SC como local de instalação reforça a relevância da análise, uma vez que a região apresenta características climáticas específicas e dados confiáveis de irradiação solar fornecidos pela estação do INMET (código 867). Além disso, os dados energéticos coletados ao longo de um ano completo (2024) via Portal Solar, com apoio de uma empresa da região especializada em energia solar, garantem a robustez da base de dados utilizada e a confiabilidade dos resultados obtidos.

Dessa forma, este trabalho busca contribuir com informações técnicas que possam embasar decisões mais eficientes sobre a escolha de tecnologias fotovoltaicas no contexto de geração distribuída no Sul do Brasil, especialmente em instalações comerciais que visam otimizar a produtividade energética com baixo impacto térmico ou estrutural.

2 DESENVOLVIMENTO

A energia solar fotovoltaica representa atualmente um dos pilares da transição energética global, e o Brasil apresenta vantagens significativas para sua expansão, sobretudo devido à elevada incidência solar em grande parte do território nacional. De acordo com o Atlas Solarimétrico do INMET (2023), a média de irradiação solar global horizontal supera 5 kWh/m².dia em diversas regiões, tornando o país altamente competitivo na geração solar descentralizada.

A partir de julho de 2024, a Resolução Normativa nº 1.098/2024, da ANEEL, introduziu mudanças significativas na regulamentação da geração distribuída, conforme previsto na Lei nº 14.620/2023. Essas medidas agilizam a conexão e reduzem barreiras burocráticas, beneficiando microgeradores residenciais e pequenos comércios.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO BRASILEIRO

Atualmente, o Brasil conta com mais de 2 milhões de sistemas fotovoltaicos em operação no modelo de compensação de energia, com destaque para a geração

distribuída residencial, que responde por mais de 70% da potência instalada nessa modalidade (ABSOLAR, 2023). Esse avanço também é reflexo de melhorias tecnológicas contínuas.

Estudos demonstram que a escolha da tecnologia fotovoltaica impacta diretamente o desempenho e a produtividade do sistema. Por exemplo, Alam et al. (2023) realizaram uma análise comparativa entre módulos bifaciais e monofaciais sob diferentes condições de albedo do solo.

Os resultados indicam que os módulos bifaciais podem apresentar ganhos de até 15% em relação aos monofaciais quando instalados sobre superfícies claras, como concreto ou cascalho branco. Essa constatação é especialmente relevante em locais com alta refletividade ou onde é possível otimizar a instalação para maximizar a captação de irradiação refletida.

Somado a isso, o relatório da International Energy Agency (IEA, 2023) reforça que a energia solar deve liderar a expansão da geração renovável até 2030, sendo considerada a fonte mais acessível em muitas regiões do mundo. No Brasil, a tendência segue esse padrão, com políticas de incentivo, isenções fiscais estaduais e crescimento contínuo da produção nacional de equipamentos.

2.2 FUNDAMENTOS DO EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é a base do funcionamento dos sistemas solares e refere-se ao fenômeno pelo qual certos materiais semicondutores, ao serem expostos à radiação solar, são capazes de converter a energia luminosa diretamente em eletricidade. Esse processo foi descrito pela primeira vez por Alexandre Edmond Becquerel em 1839, mas apenas no século XX sua aplicação prática se consolidou com o avanço da tecnologia de semicondutores (Guimarães, 2022).

Em uma célula fotovoltaica, os fótons provenientes da luz solar incidem sobre o material semicondutor (geralmente silício), promovendo a liberação de elétrons da camada de valência para a banda de condução. Essa movimentação gera uma corrente elétrica contínua quando há a presença de um campo elétrico interno, o que ocorre em uma junção p-n.

O princípio de funcionamento também está bem descrito na literatura clássica de engenharia solar, como Duffie e Beckman (1991), que explicam a

importância do projeto da célula para maximizar a separação e condução dos portadores de carga gerados.

Os principais tipos de células fotovoltaicas amplamente utilizados pertencem à família do silício cristalino (c-Si), com destaque para as tecnologias monocristalinas e multicristalinas. As células monocristalinas, produzidas a partir de um único cristal de silício, apresentam elevada eficiência — geralmente entre 18 % e 22 % — e são facilmente reconhecidas por sua coloração escura uniforme e cantos arredondados. Seu custo, no entanto, tende a ser mais elevado devido ao processo de fabricação mais complexo (ALAM et al., 2023).

Já as células multicristalinas (ou policristalinas) são compostas por múltiplos cristais de silício fundidos em um mesmo bloco. Apesar de apresentarem eficiências moderadas, variando entre 15 % e 18 %, oferecem menor custo de produção. Seu aspecto visual é caracterizado por tonalidade azulada e padrões granulados, resultado das diversas orientações cristalinas presentes no material (FU et al., 2022).

Além dessas, diversas tecnologias emergentes têm ganhado destaque nos últimos anos. Entre elas estão as células de silício amorfo (a-Si), células orgânicas, perovskitas e as bifaciais. As células bifaciais, por exemplo, representam um avanço significativo ao permitir a captação de luz tanto pela face frontal quanto pela posterior, possibilitando aumento da geração de energia conforme o albedo do solo, ou seja, a quantidade de radiação refletida pelo ambiente (DELINE et al., 2019).

Dentro do silício cristalino, também ocorrem importantes inovações. Tecnologias como PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) melhoram a eficiência por meio de passivação traseira, enquanto as células do tipo N, como TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) e HJT (Heterojunction Technology), oferecem eficiências superiores e menor degradação térmica. Essas células podem alcançar valores comerciais acima de 24 %, com modelos laboratoriais ultrapassando os 26 % (LIU et al., 2024; RESEARCHGATE, 2024).

Outro destaque recente são as células tandem, especialmente aquelas que combinam perovskita e silício em uma estrutura monolítica. Nessa configuração, a célula superior de perovskita capta os comprimentos de onda mais curtos, enquanto a célula inferior de silício absorve as faixas mais longas, permitindo ganhos significativos de eficiência. Laboratórios e fabricantes internacionais já reportaram

valores superiores a 30 %, com potencial de avanço para até 34 % em testes controlados (LIU et al., 2024; CHEMISTRYWORLD, 2023).

A quantidade de energia gerada por um módulo fotovoltaico está diretamente relacionada à radiação solar incidente sobre sua superfície. Essa radiação pode ser direta, difusa ou refletida, e sua intensidade varia conforme o horário, o clima e a inclinação da instalação.

Conforme Bowden e Honsberg (2019), a energia disponível sobre uma superfície inclinada pode ser estimada com base em modelos matemáticos que consideram a posição solar, a inclinação do módulo e a reflectância do ambiente. Sistemas bifaciais, por exemplo, tiram proveito da radiação refletida (albedo), o que permite ganhos de até 15% em locais com solo claro (ALAM et al., 2023).

Compreender o funcionamento do efeito fotovoltaico e as características das diferentes tecnologias é fundamental para o dimensionamento eficiente e a escolha adequada de módulos para cada aplicação.

2.3 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A escolha da tecnologia de módulos fotovoltaicos exerce influência direta sobre o desempenho, a durabilidade e a viabilidade técnica dos sistemas de geração solar. Com o avanço da indústria e a crescente demanda por maior eficiência energética, diferentes arquiteturas de células têm sido desenvolvidas para atender a cenários variados de aplicação, como ambientes residenciais, comerciais e industriais.

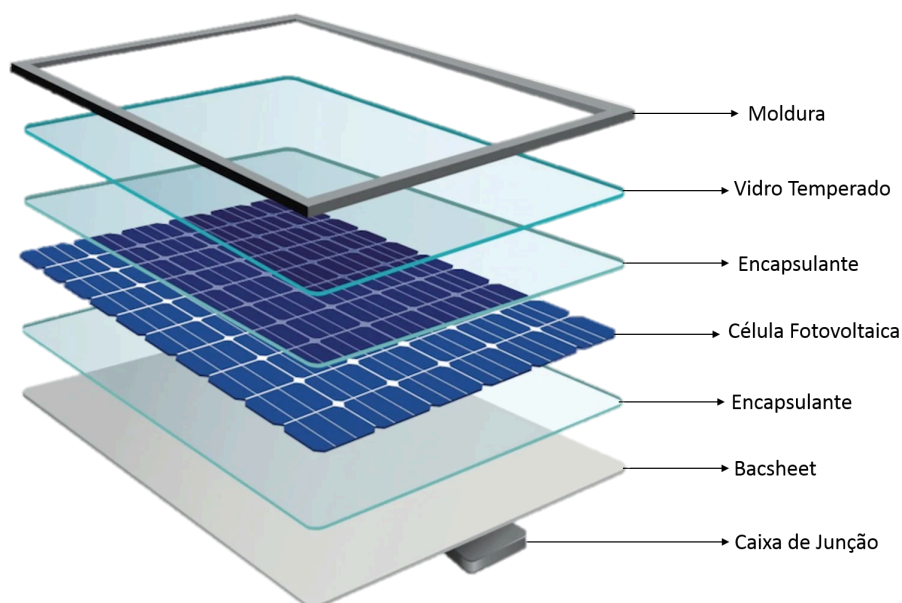
2.3.1 Módulos Monofaciais

Os módulos fotovoltaicos monofaciais representam a tecnologia mais tradicional e amplamente utilizada nos sistemas solares conectados à rede. Estes módulos operam com captação de luz apenas pela face frontal, que é orientada em direção ao sol. Sua estrutura é composta, geralmente, por células de silício monocristalino ou multicristalino, encapsuladas em vidro temperado e dispostas sobre uma camada opaca traseira, impedindo qualquer absorção de radiação pela parte posterior (ALLOUHI et al., 2016; CONGEDO et al., 2013).

A eficiência média dos módulos monofaciais varia entre 17% e 20%, dependendo da tecnologia e fabricante. Os modelos com células monocristalinas

tendem a apresentar valores mais elevados, sobretudo quando aliados a técnicas de passivação como PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Essa faixa de eficiência é amplamente suficiente para aplicações residenciais, comerciais e industriais, sobretudo em países de alta irradiação solar, como o Brasil (ABSOLAR, 2023; KYMAKIS et al., 2009).

Figura 1 - Módulo Monofacial monocristalino



Fonte: Blog Minha Casa Solar.

Apesar de sua confiabilidade e consolidação no mercado, os módulos monofaciais apresentam limitações notáveis:

- Sensibilidade à inclinação: a eficiência de conversão é diretamente impactada pelo ângulo de instalação. Um desvio significativo da inclinação ideal pode resultar em perdas superiores a 10% na geração anual (Guimarães, 2022).
- Desconsideração do albedo: a incapacidade de aproveitar a radiação refletida pelo solo reduz o potencial energético, especialmente em ambientes com alta refletância (ALAM et al., 2023).
- Perdas por temperatura: a elevação da temperatura dos módulos reduz sua eficiência. Para cada grau Celsius acima de 25 °C, estima-se uma perda entre 0,35% e 0,45% na potência nominal (DELENE et al., 2019; SILVA et al., 2018).

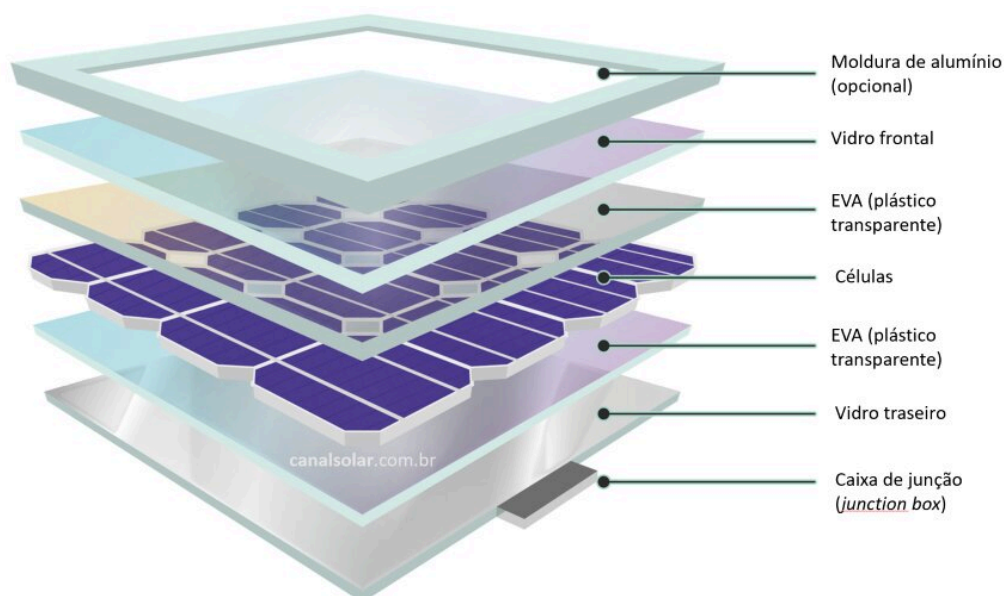
Como indicam Burger e Rütther (2006), a escolha correta do inversor e o dimensionamento do sistema em função do comportamento térmico local são fatores

essenciais para mitigar perdas sazonais e garantir o melhor desempenho possível de sistemas com essa tecnologia.

2.3.2 Módulos Bifaciais

Os módulos bifaciais captam radiação tanto na face frontal quanto na traseira, aproveitando a reflexão do solo (albedo), o que pode resultar em aumento significativo da geração energética (d'Alessandro et al., 2024). Segundo uma avaliação global da tecnologia, o ganho bifacial chega a cerca de 5,5%–7,5% em sistemas fixos com albedo médio de 0,2, e esses valores podem atingir até 20% em condições ideais (até 30% com módulos elevados e solo de alta refletância).

Figura 2 – Composição do módulo bifacial.



Fonte: JA Solar

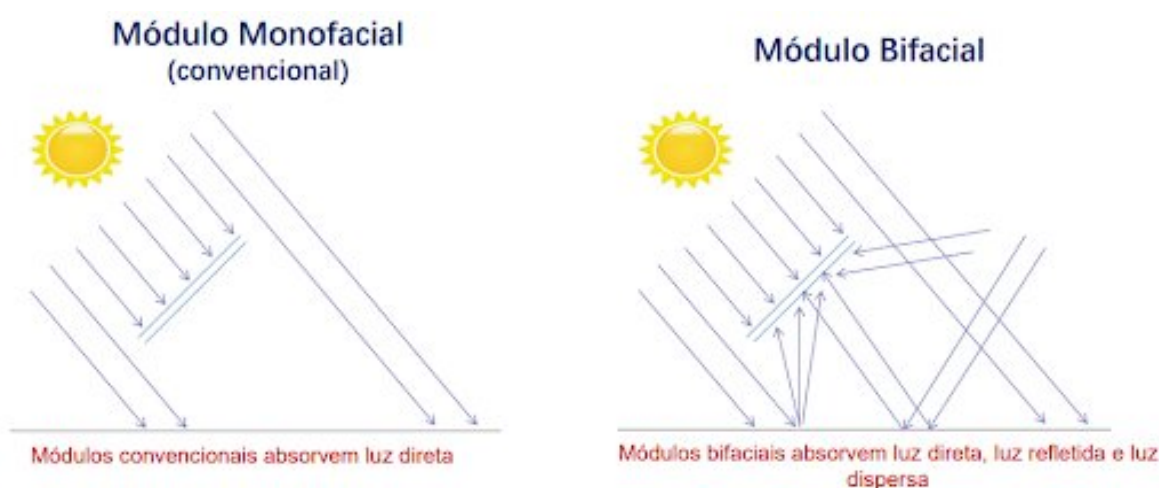
Os módulos bifaciais apresentam ganhos significativos de produtividade em relação aos monofaciais, especialmente quando instalados sobre superfícies claras. Segundo Alam et al. (2023), essa diferença pode alcançar até 15% em ambientes de alta refletância. Estudos realizados com módulos dispostos verticalmente em regiões de albedo elevado (em torno de 0,5), particularmente em latitudes baixas, registraram aumentos na geração de energia entre 15% e 30%.

Inovações no design estrutural, como a orientação vertical dos painéis e o espaçamento estratégico entre fileiras, também podem ampliar esses ganhos para valores entre 20% e 50%, conforme demonstrado por Khan et al. (2018).

O ganho bifacial é fortemente impactado pelo albedo do solo, que representa a capacidade de refletância da superfície. Superfícies com alto albedo, como concreto claro, areia ou revestimentos brancos, aumentam significativamente a radiação refletida captada pela face traseira dos módulos. De acordo com d’Alessandro et al. (2024), o rendimento traseiro cresce de forma substancial à medida que o albedo e a visibilidade do céu aumentam, conforme indicado por modelos analíticos avançados.

Outro fator determinante é a distância entre o módulo e o solo. Quanto maior for a elevação do painel fotovoltaico, menor será o sombreamento que ele próprio gera na face posterior. Esse afastamento amplia a área útil de captação da radiação refletida. Estudos publicados na MDPI evidenciam que a elevação adequada dos módulos bifaciais permite ganhos relevantes em eficiência energética, especialmente em superfícies de alta refletância.

Figura 3 – Absorção de Irradiação solar nos módulos.



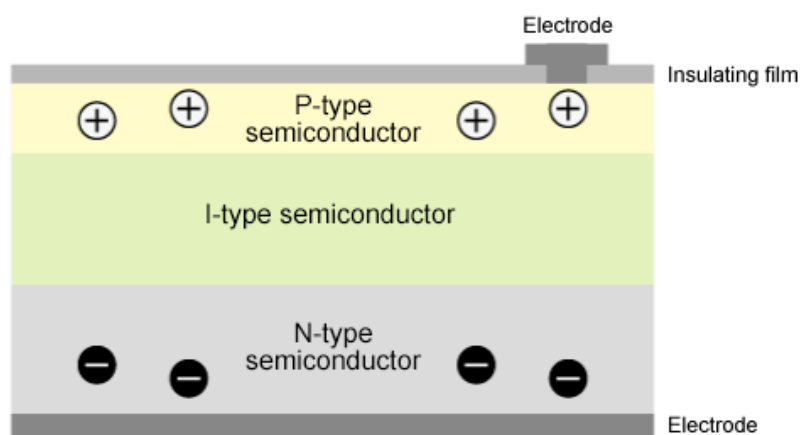
Fonte: JA Solar.

Por fim, o sombreamento interlinha, causado pela configuração e espaçamento entre fileiras, tem papel essencial no desempenho bifacial. Sun et al. (2017) destaca que a interação entre espaçamento, altura e albedo deve ser cuidadosamente projetada com base no “view-factor” (fator de visibilidade) da face traseira. Esse fator determina quanto da radiação refletida realmente atinge o módulo, sendo, portanto, um dos principais elementos de otimização em sistemas bifaciais.

2.3.3 Módulos N-Type

Os módulos N-Type utilizam silício dopado com fósforo na região de base, ao contrário das células convencionais tipo-p, que usam boro. Essa alteração na estrutura eletrônica diminui a presença de defeitos cristalinos e suprime fenômenos de degradação como o Light Induced Degradation (LID), tornando os dispositivos mais estáveis e eficientes ao longo do tempo (APTOS Solar, 2024). Isso faz com que as células N-Type se tornem atrativas para aplicações que exigem alta confiabilidade e desempenho prolongado.

Figura 4 – Esquema do funcionamento do módulo N-Type.



Fonte: Dexerials.

Entre as principais vantagens destacam-se a alta eficiência, com células N-Type do tipo TOPCon alcançando entre 23% e 24% comercialmente, e resultados de laboratório próximos a 26%. Além disso, apresentam resistência à degradação: a ausência de boro evita o LID e também reduz a degradação potencial induzida (PID), o que garante uma performance mais constante mesmo sob condições severas de temperatura e radiação (PowerOutage, 2025).

Outro benefício essencial é a estabilidade térmica, já que o coeficiente de temperatura dos módulos N-Type é mais favorável, o que resulta em menor perda de potência em climas quentes (PowerOutage, 2025).

Dois tecnologias se destacam dentro da família N-Type. A TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) se vale de uma camada de óxido ultrafina combinada a uma região altamente dopada de silício para promover excelente passivação e

eficiência. Essa arquitetura alcança uma eficiência média de 23,9%, com picos de até 24,6% em módulos comerciais, podendo chegar a 26% em células do tipo IBC.

Já a HJT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) combina camadas finas de silício amorfo intrínseco com uma base de silício cristalino tipo-n, o que permite alcançar eficiências superiores a 25 % em aplicações comerciais. Essa estrutura promove boa passivação de interfaces, resultando em baixos coeficientes térmicos e elevada estabilidade operacional (ROTTERS et al., 2017; SEIDEL; AMBIGAPATHY, 2013).

Em janeiro de 2025, a Trina Solar comunicou ao mercado a obtenção de 25,44 % de eficiência em módulo HJT certificado pelo Fraunhofer Callab, reafirmando o potencial da tecnologia em termos de desempenho e durabilidade (TRINA SOLAR, 2025). Pesquisas, como a de ZEKRY; SHAKER; SALEM (s.d.), detalham ainda o princípio de funcionamento e os benefícios dessa arquitetura, incluindo melhor resistência à degradação induzida por tensão (PID), conforme apontado por dados do NREL (2013).

2.4 GANHOS RELATIVOS ENTRE TECNOLOGIAS

Estudos como os de Alam et al. (2023) demonstram que os módulos bifaciais, quando instalados sobre superfícies com alto albedo (como concreto branco ou areia clara), podem apresentar ganhos de 5% a 15% em relação aos monofaciais. Esse acréscimo depende de fatores como altura de instalação, geometria do arranjo e ausência de sombreamento traseiro (Sun et al., 2017; d'Alessandro et al., 2024).

Da mesma forma, os módulos com tecnologia N-Type (incluindo TOPCon e HJT) apresentam vantagem sobre os módulos do tipo p devido à maior eficiência intrínseca, menor perda por degradação induzida por luz (LID) e maior estabilidade térmica. Os ganhos médios observados em literatura situam-se entre 6% e 10% em relação aos monofaciais convencionais (Allouhi et al., 2016; PowerOutage, 2025).

Fatores adicionais que afetam o desempenho relativo incluem: coeficiente de temperatura, perdas por mismatch, angulação, e tipo de inversor utilizado, além das condições climáticas locais, como a irradiância média anual.

2.5 PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO FOTOVOLTAICO

A avaliação precisa do desempenho de sistemas fotovoltaicos (FV) exige indicadores padronizados que permitam comparar a eficiência e a produtividade de diferentes arranjos, mesmo sob condições climáticas e geográficas distintas. Entre os principais parâmetros estão a produtividade (Y_a), produtividade de referência (Y_r), razão de performance (PR).

2.5.1 Produtividade (Y_a)

A produtividade (Y_a) é definida como a quantidade de energia elétrica gerada por quilowatt-pico instalado (kWh/kWp), em determinado intervalo de tempo. Esse indicador é essencial para avaliar a efetividade do sistema, pois permite comparações entre instalações de diferentes capacidades nominais.

Y_a é diretamente influenciado pela irradiância global, pela temperatura ambiente e pelo local de instalação, já que fatores como latitude, sazonalidade e sombreamentos afetam significativamente o desempenho dos módulos (Kymakis et al., 2009; Allouhi et al., 2016).

$$Y_a = \frac{E_c}{P_o} \quad (1)$$

2.5.2 Produtividade de Referência (Y_r)

A produtividade de referência (Y_r) representa a energia ideal que seria gerada se o sistema operasse continuamente com irradiância de referência de 1.000 W/m². O seu cálculo é feito com base na irradiação solar acumulada sobre o plano inclinado (H_i), dividida por essa irradiância padrão, o que resulta em horas equivalentes de pleno sol. Esse parâmetro é fundamental para normalizar a análise da produtividade, permitindo isolar as variações climáticas e focar na eficiência real dos sistemas (IEC, 2021).

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (2)$$

2.5.3 Razão de Performance (PR)

A razão de performance (PR) é a razão entre Y_a e Y_r , expressa geralmente em percentual. Ela é o principal índice para medir a eficiência operacional de um sistema fotovoltaico, considerando perdas térmicas, elétricas, por sombreamento ou sujeira. Por ser independente do local e das condições solares momentâneas, o PR viabiliza comparações objetivas entre diferentes usinas FV, inclusive em diferentes regiões ou países (Congedo et al., 2013; Burger e Rüther, 2006).

$$PR = \frac{Y_a}{Y_r} \quad (3)$$

2.6 CONVERSÃO DE IRRADIAÇÃO DO PLANO HORIZONTAL PARA INCLINADO

A conversão da irradiância solar do plano horizontal para o plano inclinado é um procedimento essencial para avaliações precisas do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Como os dados de irradiação global fornecidos por estações meteorológicas, como o INMET, estão disponíveis majoritariamente no plano horizontal, é necessário realizar uma conversão para refletir com mais exatidão o comportamento dos módulos instalados com determinada inclinação.

Segundo Bowden e Honsberg (2019), essa conversão pode ser realizada a partir da equação 4, onde H_i representa a irradiação global no plano inclinado ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$), H é a irradiação global horizontal, e R_t é o fator de correção baseado na geometria solar e no ângulo de inclinação do sistema. Esse fator depende de parâmetros como latitude do local, declinação solar, ângulo horário e ângulo de inclinação do módulo.

$$H_i = \frac{H}{R_t} \quad (4)$$

O ângulo de inclinação tem papel fundamental na captação solar, sendo mais eficiente quando próximo à latitude local (Duffie; Beckman, 2013). Assim, as adaptações devem considerar não só o posicionamento do sistema em relação ao Norte geográfico, mas também o comportamento sazonal da trajetória solar, que afeta diretamente o desempenho energético ao longo do ano.

3 METODOLOGIA

Este trabalho tem como foco a análise comparativa do desempenho energético de três tecnologias de módulos fotovoltaicos — bifacial, monofacial e N-Type — instaladas sob as mesmas condições operacionais em um sistema conectado à rede elétrica da CELESC.

Todos os arranjos estão dispostos sobre o mesmo telhado, com orientação norte e inclinação fixa, assegurando a uniformidade na captação solar. Como comentado anteriormente, cada sistema é operado por um inversor individual de 8,5 kW, garantindo a independência e precisão nas medições.

Não foram considerados efeitos térmicos ou perdas associadas à temperatura dos módulos, uma vez que o foco é a comparação direta da produtividade e da eficiência relativa entre os arranjos, em função da irradiação incidente e do tipo de tecnologia empregada.

Todos os dados foram organizados e analisados em planilhas eletrônicas, com aplicação de fórmulas normalizadas para cálculo dos indicadores de desempenho, conforme diretrizes técnicas da ABNT NBR IEC 61724-1:2021. Os parâmetros analisados incluem:

- Produtividade dos arranjos – kWh/kWp;
- Produtividade de referência – kWh/kWp;
- Razão de performance (PR) – adimensional (%);
- Diferença percentual de produção entre tecnologias – %;
- Ganho bifacial – %;
- Ganho da tecnologia N-Type – %.

3.1 ESTRUTURA DO SISTEMA EXPERIMENTAL

Para garantir condições comparáveis entre os sistemas analisados, foi adotado o mesmo modelo de inversor monofásico PHB8500-MS (8,5 kW CA) em todos os arranjos. No entanto, devido às diferentes potências nominais dos módulos e à quantidade de unidades por sistema, os valores de potência instalada (kWp) variam entre os arranjos, resultando em diferentes FDIs – Fatores de Dimensionamento do Inversor. Sendo que cada inversor está ligado em uma fase do sistema trifásico do local em que estão instalados.

O sistema com módulos bifaciais utiliza painéis Longi LR4-72HBD-445M, fabricados com células de silício monocristalino, tecnologia bifacial tipo P, com 22 unidades de 445 Wp, totalizando 9,79 kWp.

Já o sistema monofacial é composto por 18 módulos Longi LR5-7HPH-545M, também de silício monocristalino, com potência unitária de 545 Wp e potência total de 9,81 kWp.

Por fim, o arranjo N-Type utiliza 18 módulos Jinko JKM565N-72HL4-V, com células N-Type monocristalinas, potência de 565 Wp por módulo e potência total de 10,17 kWp.

Apesar de todos os arranjos usarem o mesmo modelo de inversor, o FDI varia, evidenciando diferentes relações entre a potência de entrada CC dos módulos e a potência nominal CA do inversor.

O Sistema 1 com módulos de 445 Wp Bifaciais, está organizado em três strings, sendo uma com 8 módulos e duas com 7. Já o Sistema 2 com módulos monofaciais, está distribuído em duas strings de 9 módulos. Por fim, o Sistema 3 com módulos N-Type, também em duas strings de 9 módulos.

Tabela 1 - Dados elétricos dos sistemas.

| Sistema | Nº de Módulos | Potência dos Módulos (Wp) | Tecnologia / Tipo de Célula | Fabricante dos Módulos | Inversor / Potência (W) | FDI (kWp/kW) |
|------------|---------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------|-------------------------|--------------|
| Bifacial | 22 | 445 | Bifacial Monocristalino P-Type | Longi | PHB8500-MS / 8.500 | 1,15 |
| Monofacial | 18 | 545 | Monofacial Monocristalino P-Type | Longi | PHB8500-MS / 8.500 | 1,15 |
| N-Type | 18 | 565 | Monofacial Monocristalino N-Type | Jinko Solar | PHB8500-MS / 8.500 | 1,20 |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

É importante destacar que os sistemas fotovoltaicos analisados não possuem integração com banco de baterias nem com outras fontes de geração de energia. Todos os arranjos estão diretamente conectados aos respectivos inversores, responsáveis por realizar a conversão da energia gerada em corrente contínua para corrente alternada.

A partir desse ponto, as grandezas elétricas e energéticas são continuamente monitoradas por meio de sistemas específicos de aquisição de dados. Essa configuração, padronizada entre os três conjuntos analisados, assegura condições operacionais homogêneas.

Dessa forma, os resultados obtidos refletem exclusivamente o desempenho dos módulos em função das condições de irradiação e das características intrínsecas de cada tecnologia. A configuração padronizada garante condições comparáveis entre as três abordagens.

Tabela 2 - Disposição das strings dos sistemas.

| Sistema | Número total de strings | Disposição |
|------------|-------------------------|--|
| Bifacial | 3 | 2 strings de 8 módulos e 1 string de 7 módulos |
| Monofacial | 2 | 9 módulos em cada string |
| N-Type | 2 | 9 módulos em cada string |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.2 LOCALIZAÇÃO E CARACTERÍSTICAS AVALIADAS

Todos os sistemas estão instalados na cidade de Araranguá-SC, na região urbana da cidade. Veja como estão dispostos os módulos conforme a imagem a seguir. As três instalações apresentam a mesma orientação (norte) e inclinação (5°), garantindo condições comparáveis entre os módulos.

Observa-se uma diferença percentual relevante na potência instalada entre os três sistemas fotovoltaicos analisados, aspecto que merece atenção na interpretação dos resultados obtidos. Essa variação decorre do número distinto de módulos utilizados em cada arranjo e das potências nominais específicas de cada tecnologia adotada.

Cada arranjo fotovoltaico foi composto por um número distinto de módulos, de diferentes potências nominais, resultando em variações na capacidade total instalada. Sendo que as cores dispostas na imagem abaixo, demonstram cada sistema com determinadas tecnologias.

- Sistema em Azul: Módulos N-Type;
- Sistema em Vermelho: Módulos Monofaciais;
- Sistema em Amarelo: Módulos Bifaciais.

Figura 5 - Disposição dos Sistemas Fotovoltaicos.



Fonte: Google Earth.

O período de monitoramento compreendeu os meses de janeiro a dezembro de 2024, permitindo uma avaliação anual abrangente. Os dados de produção de energia elétrica foram obtidos diretamente do Portal Solar, com acesso disponibilizado pela empresa especializada, responsável pela elaboração do projeto, instalação e monitoramento da usina.

As informações meteorológicas, como irradiação solar global e irradiação solar no plano inclinado, foram extraídas da estação do INMET localizada em Araranguá-SC. Essa base de dados permitiu a correlação dos dados energéticos com as condições de disponibilidade solar na região.

3.3 SOFTWARES E FERRAMENTAS UTILIZADAS

A análise técnica e estatística foi conduzida com o apoio das seguintes ferramentas computacionais:

- Solar Portal – utilizado para a extração e o monitoramento contínuo dos dados reais de produção de energia elétrica dos três arranjos, com acesso fornecido pela empresa especializada em energia solar;
- Microsoft Excel – empregado para a organização dos dados, cálculo de médias, desvios, índices de desempenho e geração de gráficos comparativos;

- Software do inversor PHB8500-MS, utilizado para o registro das grandezas elétricas instantâneas, bem como a exportação de dados históricos;
- Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) – fonte oficial para os dados meteorológicos da estação de Araranguá-SC, especificamente os valores diários e mensais de irradiação solar global e temperatura ambiente, indispensáveis para a normalização da produtividade e o cálculo da razão de performance (PR).

3.4 PARÂMETROS AVALIADOS E CÁLCULOS

3.4.1 Obtenção de Dados

O comportamento elétrico da planta solar foi avaliado por meio da caracterização detalhada das variáveis envolvidas no processo de geração. As informações foram obtidas diretamente do sistema de monitoramento em tempo real disponível no Solar Portal, o qual permite o acompanhamento contínuo de grandezas elétricas como tensão, corrente, potência ativa, entre outras variáveis relevantes para o desempenho do sistema.

Os dados coletados foram organizados, processados e analisados com o objetivo de identificar padrões, avaliar a eficiência operacional dos sistemas e embasar os cálculos dos indicadores de performance.

3.4.2 Ângulo de Declinação, Ângulo de Elevação e Irradiação Solar Global no Plano Inclinado

Os dados disponibilizados pela plataforma foram originalmente fornecidos em termos de irradiância global horizontal (G). Para permitir o cálculo da irradiação solar diária em unidades de kWh/m^2 , foi realizada inicialmente a conversão dos dados de irradiância fornecidos em kJ/m^2 . Como 1 kWh equivale a 3600 kJ , a conversão foi feita dividindo cada valor de irradiância pela constante 3600. Assim, a equação utilizada foi:

$$G (kWh/m^2) = \frac{G(kJ/m^2)}{3600} \quad (6)$$

Essa etapa é fundamental para padronizar as unidades antes de integrar os valores ao longo do tempo e garantir consistência nos cálculos subsequentes de energia recebida por unidade de área.

Com os dados de irradiância convertidos para kWh/m², a irradiação solar global horizontal H foi obtida pela integralização dos valores ao longo do dia. Como os dados foram fornecidos em intervalos horários, a integral contínua foi aproximada por uma soma discreta. A equação aplicada foi:

$$H = \sum G \times \Delta t \quad (7)$$

Em que G representa a irradiância média no intervalo i, já em kWh/m², e Δt corresponde ao intervalo de tempo em horas (no caso, 1 hora). O somatório dos produtos G · Δt ao longo das 24 horas fornece o valor total diário de energia solar incidente por metro quadrado.

Com base nesses dados horizontais, realizou-se o cálculo para encontrar irradiação solar global no plano inclinado (Hi), compatível com a inclinação real dos módulos instalados no sistema. O cálculo foi feito utilizando a equação proposta por Bowden e Honsberg (2019), conforme expressa na Equação (8):

$$Hi = \frac{H * \sin(\alpha + \beta)}{\sin(\alpha)} \quad (8)$$

Nesta equação, α é o ângulo de elevação solar e β é o ângulo de inclinação do módulo em relação à horizontal. A correta determinação do ângulo α é essencial para precisão dos resultados e é obtida pela Equação (9):

$$\alpha = 90^{\circ} - \delta - \phi \quad (9)$$

Nessa relação, φ representa a latitude do local (em graus) e δ é o ângulo de declinação solar, que varia ao longo do ano e é calculado pela fórmula empírica indicada na Equação (10), sendo que d corresponde ao número sequencial do dia no ano (de 1 a 365):

$$\delta = 23,45^{\circ} * \sin\left(\frac{360}{365} * (284 + d)\right) \quad (10)$$

Essas equações são amplamente reconhecidas na literatura para o tratamento de dados solares e conversão entre superfícies horizontais e inclinadas, como também recomendado por Bowden e Honsberg (2019). Seu uso permite maior acurácia na análise da produtividade fotovoltaica em diferentes inclinações, refletindo melhor as condições reais de operação dos módulos.

3.4.3 Análise do Desempenho dos Módulos Fotovoltaicos

A avaliação do desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos investigados foi realizada com base em indicadores consolidados na literatura

técnica e normativa. Os parâmetros utilizados seguem as diretrizes da norma IEC 61724-1:2021 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2021), assim como abordagens teóricas aplicadas por autores como Allouhi et al. (2016), Kymakis et al. (2009) e Congedo et al. (2013). Esses indicadores têm por objetivo quantificar a eficiência de conversão da energia solar incidente em energia elétrica útil, considerando as condições reais de operação dos sistemas.

A produtividade de referência (Y_r), expressa em kWh/kWp, representa o potencial energético disponível sobre a superfície do módulo ao longo de um determinado período, sendo obtida pela razão entre a irradiação solar global no plano inclinado (H_i , em kWh/m²) e a irradiância de referência ($G_{i,ref}$), que corresponde ao valor de 1.000 W/m² sob condições padrão de teste (STC). A equação adotada é a seguinte:

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (11)$$

Conforme define a IEC 61724-1 (2021), a produtividade do arranjo (Y_a), em kWh/kWp) representa a energia elétrica gerada em corrente contínua (E_c) dividida pela potência nominal instalada do sistema (P_o , em kW), segundo a seguinte expressão:

$$Y_a = \frac{E_c}{P_o} \quad (12)$$

A razão de performance (PR) é um dos principais indicadores da eficiência operacional do sistema, pois expressa a proporção entre a produtividade real do arranjo (Y_a) e a produtividade de referência (Y_r), eliminando a influência direta da radiação incidente e permitindo comparações entre diferentes tecnologias e localizações. O cálculo é dado por:

$$PR = \frac{Y_a}{Y_r} \quad (13)$$

Além dos indicadores convencionais, também foi avaliado o ganho bifacial (G_b), que quantifica a vantagem relativa do sistema bifacial em comparação ao sistema monofacial. Esse índice é obtido a partir da razão entre a produtividade do arranjo bifacial (Y_{ab}) e a produtividade do arranjo monofacial (Y_{am}), subtraída de uma unidade:

$$G_b = \left(\frac{Y_{ab}}{Y_{am}} \right) - 1 \quad (14)$$

É importante destacar que, embora a norma IEC 61724-1 proponha métodos específicos para avaliação de sistemas com módulos bifaciais, neste estudo não foi

possível mensurar diretamente a irradiância na face traseira dos módulos, o que limita o cálculo preciso do PR bifacial conforme a norma. Ainda assim, os métodos adotados garantem a comparabilidade de desempenho entre as três tecnologias analisadas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados apresentados nesta seção referem-se a duas fontes distintas. As informações de irradiância solar global horizontal foram obtidas junto à estação meteorológica do INMET, código A867, localizada em Araranguá-SC, e cobrem integralmente o ano de 2024. Paralelamente, os dados de geração elétrica dos três sistemas fotovoltaicos foram extraídos da plataforma de monitoramento fornecida pela empresa responsável pelo projeto. A comparação entre irradiação e geração permitiu o cálculo dos indicadores.

4.1 ANÁLISE DA PRODUTIVIDADE DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

A Tabela 3 apresenta a produtividade mensal dos sistemas fotovoltaicos (Y_a) instalados, representando a razão entre a energia gerada e a potência nominal dos módulos para cada tecnologia, ao longo do ano de 2024.

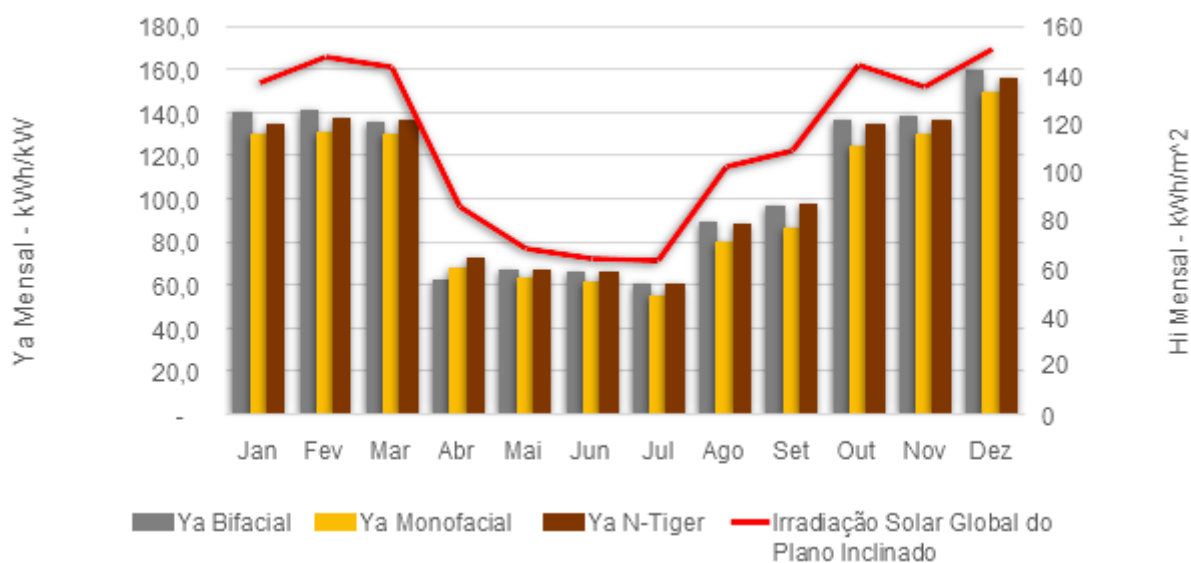
Tabela 3 - Produtividade dos Arranjos.

| Mês | Y_a do Sistema Bifacial (kWh/kWp) | Y_a do Sistema Monofacial (kWh/kWp) | Y_a do N-Type (kWh/kWp) |
|-----------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| Janeiro | 140,0 | 130,0 | 134,3 |
| Fevereiro | 140,3 | 130,2 | 137,1 |
| Março | 135,6 | 129,4 | 135,9 |
| Abril | 61,9 | 67,6 | 72,1 |
| Mai | 67,1 | 62,7 | 66,4 |
| Junho | 66,1 | 61,0 | 65,4 |
| Julho | 60,5 | 54,9 | 60,3 |
| Agosto | 89,0 | 79,4 | 88,0 |
| Setembro | 96,3 | 85,8 | 96,8 |
| Outubro | 136,4 | 124,4 | 134,4 |
| Novembro | 138,2 | 129,5 | 135,8 |
| Dezembro | 159,4 | 149,0 | 155,6 |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Já na Figura 6 está plotada a curva de irradiação solar global no plano inclinado (Hi) juntamente com a produtividade mensal dos sistemas fotovoltaicos (Ya), servindo como referência para análise da influência da disponibilidade solar sobre a geração.

Figura 6 - Produtividade mensal dos arranjos fotovoltaicos em relação à irradiação solar global do plano inclinado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verifica-se que a tecnologia bifacial apresentou, de forma geral, os maiores valores de produtividade (Ya) ao longo do ano de 2024, com destaque para os meses de janeiro (140,0 kWh/kWp), fevereiro (140,3 kWh/kWp), novembro (138,2 kWh/kWp) e dezembro (159,4 kWh/kWp). Em comparação, os módulos monofaciais e N-Type ficaram ligeiramente abaixo nesses mesmos períodos, confirmando o bom desempenho do arranjo bifacial sob alta disponibilidade solar.

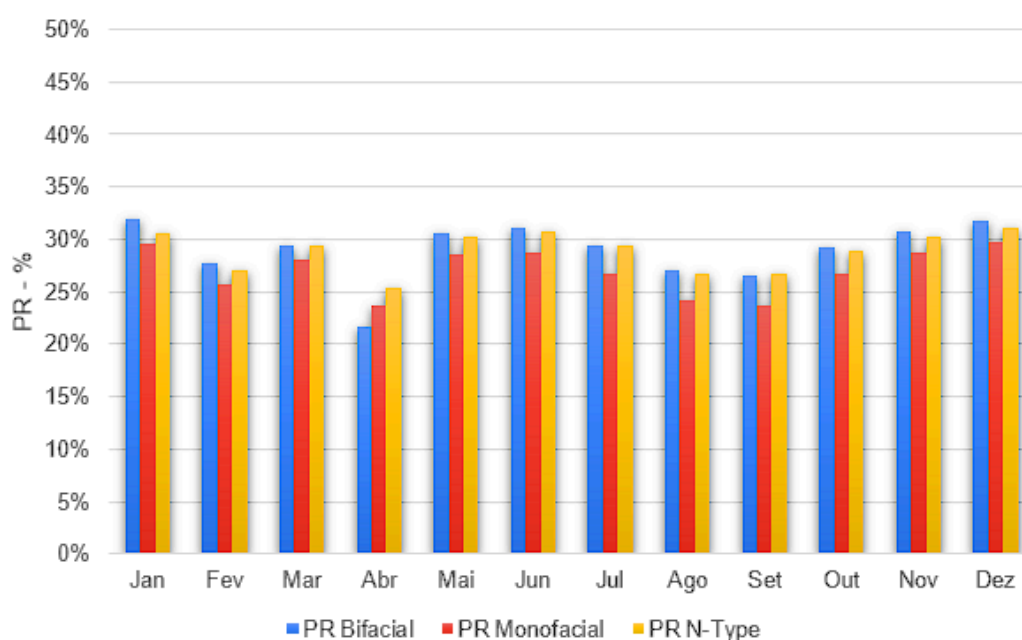
No entanto, é importante observar que a tecnologia N-Type superou a bifacial nos meses de março, abril e setembro. Em março, o N-Type obteve 135,9 kWh/kWp contra 135,6 kWh/kWp do bifacial; em abril, a diferença foi mais significativa, com 72,1 kWh/kWp para o N-Type frente a 61,9 kWh/kWp do bifacial; e em setembro, o N-Type registrou 96,8 kWh/kWp, enquanto o bifacial ficou com 96,3 kWh/kWp. Esses dados indicam que o sistema N-Type apresentou maior regularidade em condições de irradiação intermediária.

O caso de abril merece atenção especial: o bifacial apresentou o menor desempenho relativo entre todas as tecnologias (61,9 kWh/kWp), sendo superado inclusive pelo monofacial (67,6 kWh/kWp). Essa queda pode ter sido provocada por sombreamento pontual, alterações no albedo local, acúmulo de sujeira ou até alguma interferência temporária na leitura do sistema. Investigar eventos climáticos ou operacionais ocorridos nesse período pode auxiliar na compreensão da anomalia.

4.2 ANÁLISE DA RAZÃO DE PERFORMANCE (PR)

A Figura 7 a seguir, mostra a razão de performance (PR) dos três sistemas, expressa em porcentagem, ao longo do mesmo período. Este indicador permite avaliar o quão eficientemente a energia disponível foi convertida em energia elétrica.

Figura 7 - Razão de performance (PR) dos arranjos fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observa-se que os valores de PR mantêm-se relativamente estáveis durante o ano, com pequenas variações que refletem o impacto de perdas térmicas, sombreamento e condições de operação dos módulos. Durante os meses de janeiro, fevereiro, maio, junho, outubro, novembro e dezembro, o sistema bifacial apresentou os maiores índices de PR, com valores variando entre 27,6% e 31,9%.

Por outro lado, nos meses de março, abril, setembro e agosto, o sistema N-Type apresentou desempenho superior ao bifacial, com destaque para abril, quando o PR do N-Type atingiu 25,3%, enquanto o bifacial registrou apenas 21,7%.

Esse comportamento pode estar associado a condições climáticas específicas, como alta nebulosidade, sombreamento temporário ou alterações no albedo local, que impactam negativamente a captação da radiação difusa e refletida pelo sistema bifacial.

O sistema monofacial, por sua vez, apresentou os menores valores de PR em todos os meses analisados, com resultados que variaram entre 23,7% e 29,7%. Ainda assim, a constância dos seus valores serve como referência confiável para a comparação com as demais tecnologias adotadas neste estudo.

4.3 ANÁLISE DOS GANHOS PERCENTUAIS ENTRE AS TECNOLOGIAS

É evidente a diferença de desempenho entre as tecnologias de módulos fotovoltaicos analisadas. Ainda que essas diferenças não sejam gritantes na média mensal, em determinados meses os ganhos superaram a marca de 10%, indicando variações pontuais significativas na eficiência das tecnologias.

Com base nessa observação e visando quantificar essas diferenças de forma precisa, aplicou-se o cálculo do ganho relativo (Gb) entre as tecnologias, conforme descrito na metodologia. A análise foi realizada com base nas variações mensais de produtividade dos sistemas.

Tabela 4 - Relação de ganho Bifacial e N-Type ao Monofacial.

| Mês | Ganho Bifacial / Monofacial | Ganho Bifacial / N-Type | Ganho N-Type / Monofacial |
|-----------|-----------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Janeiro | 7,68% | 4,27% | 3,27% |
| Fevereiro | 7,77% | 2,37% | 5,27% |
| Março | 4,82% | -0,20% | 5,03% |
| Abril | - | - | 6,70% |
| Maio | 6,98% | 1,10% | 5,82% |
| Junho | 8,22% | 0,95% | 7,20% |
| Julho | 10,24% | 0,32% | 9,88% |
| Agosto | 12,10% | 1,14% | 10,83% |
| Setembro | 12,18% | -0,53% | 12,77% |
| Outubro | 9,64% | 1,45% | 8,07% |
| Novembro | 6,76% | 1,79% | 4,88% |
| Dezembro | 6,97% | 2,46% | 4,40% |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observa-se que os módulos bifaciais apresentaram ganhos superiores aos monofaciais na maioria dos meses, com destaque para os meses de setembro (12,18%) e agosto (12,10%). Esses valores sugerem que, nas condições analisadas, a tecnologia bifacial é mais eficiente. Contudo, no mês de abril, o desempenho dos bifaciais foi negativo em relação aos monofaciais, isso devido a alguma interferência temporária na leitura do sistema, por isso foi desconsiderado na hora de determinar o ganho.

Na comparação entre bifacial e N-Type, os resultados demonstram flutuações expressivas, com o valor mais negativo também ocorrendo em abril e o maior ganho em janeiro (4,27%). Isso evidencia que o desempenho relativo entre essas duas tecnologias pode variar significativamente conforme o mês, devido à eficiência de cada tipo de célula.

Já os módulos N-Type se mostraram consistentemente superiores aos monofaciais, com ganhos em todos os meses. Os valores mais altos foram registrados em setembro (12,77%) e agosto (10,83%), indicando que essa tecnologia mantém alta performance em diferentes condições sazonais.

4.3.1 Ganho Bifacial em Relação ao Monofacial

A coluna “Ganho Bifacial / Monofacial” evidencia que o sistema com módulos bifaciais apresentou desempenho superior ao sistema monofacial em onze dos doze meses do ano de 2024. A única exceção foi o mês de abril, no qual se observou um valor negativo de ganho bifacial, atribuído à interferência nas medições dos equipamentos, indicando uma perda pontual de produtividade. Esse comportamento atípico reforça a importância do monitoramento contínuo e da manutenção dos sensores, especialmente em sistemas que dependem da captação da radiação refletida.

Os maiores ganhos de produtividade relativos do sistema bifacial ocorreram nos meses de agosto, setembro e outubro. Em agosto, o ganho registrado foi de 12,10%, seguido de setembro com 12,18% e outubro com 9,64%. Esses valores reforçam que, principalmente na segunda metade do ano, o arranjo bifacial obteve vantagem significativa sobre o monofacial. Esse melhor desempenho pode estar relacionado a fatores como maior refletância da superfície local (albedo), céu mais

limpo e melhores condições de inclinação solar em relação ao ângulo de incidência da radiação.

De modo geral, o ganho médio anual do sistema bifacial em relação ao monofacial foi de aproximadamente 7,7%. Esse resultado está em conformidade com a literatura técnica, como indicam os estudos de Jang e Lee (2020) e Muñoz-Cerón et al. (2024), os quais apontam que o ganho bifacial pode variar entre 5% e 15%, a depender das condições de instalação, características da superfície refletora e arquitetura do sistema.

4.3.2 Ganho Bifacial em Relação ao N-Type

Ao comparar os sistemas bifacial e N-Type, observa-se um cenário de maior equilíbrio nos resultados de produtividade. O sistema bifacial superou o N-Type em nove dos doze meses do ano analisado, demonstrando desempenho consistente ao longo das diferentes estações. No entanto, em três meses — abril, maio e junho — o N-Type apresentou produtividade superior, refletida por valores negativos no ganho relativo do bifacial.

Em maio, o ganho bifacial foi de -0,20% e em setembro, de -0,53%. Tal comportamento pode estar relacionado a uma combinação de fatores climáticos, como menor intensidade de radiação solar e temperaturas mais amenas, condições frequentemente observadas na região Sul do Brasil.

Apesar desses episódios pontuais, o ganho médio anual estimado do sistema bifacial em relação ao N-Type foi de aproximadamente 1,2%. Esse resultado sugere que os módulos bifaciais ainda apresentam uma ligeira vantagem geral, embora menos acentuada do que em comparação ao sistema monofacial. Em condições de irradiação mais homogêneas ou em ambientes com maior refletância, o bifacial tende a manter sua superioridade, mas seu desempenho pode ser superado pelo N-Type em situações específicas.

4.3.3 Ganho do N-Type em Relação ao Monofacial

A comparação entre o sistema N-Type e o sistema monofacial foi a que apresentou os ganhos mais consistentes e elevados ao longo do ano de análise. Em todos os doze meses do ano, o N-Type superou o monofacial, evidenciando uma vantagem técnica contínua. O ganho mínimo registrado foi de 3,27% no mês de

janeiro, enquanto o valor máximo foi observado em setembro, atingindo 12,77%, demonstrando a estabilidade do N-Type mesmo em períodos de variações sazonais.

Alguns meses se destacam pelos altos ganhos obtidos, como julho, com 9,88%; agosto, com 10,83%; setembro, com 12,77%. Esses resultados revelam a eficiência superior do N-Type em comparação ao monofacial, sobretudo nos períodos de inverno e primavera, quando a irradiância pode ser mais instável.

O ganho médio anual do sistema N-Type em relação ao sistema monofacial foi estimado em aproximadamente 7,4%. Esse resultado reforça a evidência de sua superioridade técnica e está de acordo com a literatura científica. Estudos como os de Allouhi et al. (2016) e Congedo et al. (2013) já destacavam a vantagem dos módulos N-Type em relação aos monofaciais, confirmando que essa tecnologia representa um avanço significativo em eficiência energética.

5 CONCLUSÃO

Este estudo apresentou uma análise comparativa do desempenho energético entre três tecnologias fotovoltaicas distintas, módulos bifaciais, monofaciais e N-Type, instaladas sob as mesmas condições operacionais em Araranguá-SC, durante o ano de 2024. A metodologia adotada seguiu as diretrizes da norma ABNT NBR IEC 61724-1:2021, utilizando como principais indicadores a produtividade (Y_a), a produtividade de referência (Y_r), a razão de performance (PR) e os ganhos relativos entre as tecnologias.

Os resultados demonstraram que os módulos N-Type apresentaram o desempenho mais consistente ao longo do ano, superando o Monofacial em todos os meses, com ganho médio anual de aproximadamente 7,4%, confirmando o potencial desta tecnologia conforme estudos anteriores apontam sua elevada tolerância térmica e menor degradação induzida por luz (LID).

Os módulos Bifaciais também se mostraram superiores ao Monofacial, com ganho médio anual de cerca de 7,7%, com destaque para os meses de agosto a outubro, quando o albedo e a posição solar favoreceram a captação da face traseira dos módulos. Esses valores estão de acordo com estudos como o de Muñoz-Cerón et al. (2024), que relatam ganhos de 5% a 15% dependendo das condições de instalação.

Na comparação direta entre Bifaciais e N-Type, os resultados foram mais equilibrados, com ganho médio do Bifacial sobre o N-Type de apenas 2,6%. Essa proximidade reforça que a eficiência superior dos N-Type em baixa irradiância e condições térmicas amenas pode superar eventuais vantagens do ganho pela face traseira dos módulos bifaciais em determinados períodos do ano .

Os módulos bifaciais, por sua vez, demonstraram ganhos expressivos em meses específicos, especialmente na segunda metade do ano, sugerindo que sua eficiência pode ser amplificada em determinadas condições de refletância e posicionamento solar. No entanto, o fato de os arranjos bifaciais estarem instalados diretamente sobre um telhado pode ter limitado o aproveitamento da irradiância refletida no solo, reduzindo o ganho bifacial esperado.

Portanto, os dados analisados indicam que a escolha da tecnologia ideal deve considerar não apenas o desempenho anual médio, mas também fatores sazonais, características do local e objetivos econômicos do projeto. A tecnologia N-Type se destacou por sua estabilidade e rendimento constante, enquanto os Bifaciais apresentaram picos de eficiência em momentos específicos. Já os módulos Monofaciais, embora com menor desempenho, ainda se apresentam como uma solução viável, especialmente quando há limitação de investimento inicial.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. **Energia solar em 2025: crescimento, novas oportunidades e avanços tecnológicos.** São Paulo, 27 jan. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-jornalvisaodenegocios-com-br-energia-solar-em-2025-crescimento-novas-oportunidades-e-avancos-tecnologicos>. Acesso em: 4 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.098, de 23 de julho de 2024. Aprimora a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e estabelece critérios para análise de inversão de fluxo em sistemas de microgeração e minigeração distribuída.** Diário Oficial da União: seção 1, p. 86, 31 jul. 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241098.html>. Acesso em: 04 jul. 2025.

ALAM, M. et al. Advances in high-efficiency Al-BSF solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 258, p. 112–122, 2023.

ACCOL, Amarolinda Zanela; REINHARD, Nicolau. **Tecnologias de informação móveis, sem fio e ubíquas: definições, estado-da-arte e oportunidades de pesquisa.** RAC: Revista de Administração Contemporânea, v.11, n.4, 2007.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Arquivos.** São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/arquivos/>. Acesso em: 6 dez. 2023.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **O crescimento da energia solar no Brasil. E o seu futuro.** São Paulo, 30 set. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/o-crescimento-da-energia-solar-no-brasil-e-o-seu-futuro/>. Acesso em: 6 dez. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL sinaliza novo recorde para expansão da geração em 2023.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-sinaliza-novo-recorde-para-expansao-da-geracao-em-2023>. Acesso em: 06 dez. 2023.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas solarimétrico do Brasil: atlas brasileiro de energia solar. 2. ed.** Brasília: ANEEL, 2023.

ALLOUHI, A.; REZGUI, Y.; SAADI, S.; LOUKILI, A.; MOKHLISSE, I.; SAADATE, S. **Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance.** Energy and Buildings, v. 130, p. 188–201, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778816307617?via%3Dihub>. Acesso em: 9 jun. 2025.

APTOS SOLAR. **Unveiling the future: exploring the advantages of n-type TOPCon solar panels.** [S. l.], maio 2024. Disponível em:

<https://www.aptosolar.com/unveiling-the-future-exploring-the-advantages-of-N-Type-topcon-solar-panels/>. Acesso em: 28 mar. 2025.

ANEEL. **Atlas solarimétrico do Brasil: atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2023. 119 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10520**: informação e documentação: citações em documentos: apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6024**: informação e documentação: numeração progressiva das seções de um documento escrito: apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2012a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6027**: informação e documentação – sumário – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2012b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724**: informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

BOWDEN, Stuart; HONSBURG, Christiana. **Solar radiation on a tilted surface**. PV Education, 2019. Disponível em: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>. Acesso em: 11 jun. 2025.

CONGEDO, P. M. et al. **Energy and economic analysis of solar photovoltaic systems in Italian schools**. Energies, v. 6, n. 2, p. 730-745, 2013.

CENTRAL SOLAR. **SC isenta de ICMS micro e minigeração de energia solar, hídrica e eólica**. 2020. Disponível em: <https://www.centralsolar.net.br/blog/sc-isenta-de-icms-micro-e-minigeracao-de-energia-solar-hidrica-e-eolica-19.html>. Acesso em: 22 nov. 2023.

CHEMISTRYWORLD. **Silicon and perovskite working in tandem to produce >30% efficiency**. ChemistryWorld, 2023. Disponível em: <https://www.chemistryworld.com/news/silicon-and-perovskite-work-perfectly-in-tandem-to-produce-30-efficient-solar-cells/4017680.article>. Acesso em: 04 jul. 2025.

DELINE, C.; AYALA PELAEZ, S.; MACALPINE, S.; MARION, B.; STEIN, J.; KOSTUK, R. **Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2019.

DELINE, C. et al. Bifacial solar photovoltaics – **Performance, modeling and recent developments**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 6, p. 1627–1634, 2019.

D'ALESSANDRO, V. et al. **Albedo reflection modeling in bifacial photovoltaic modules**. Solar, v. 4, n. 4, p. 660–673, 2024.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1991.

DIAS, Douglas Lamas; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Análise de desempenho energético de uma planta solar com módulos fotovoltaicos mono e bifaciais em distintos tipos de solo.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 10., 2024, Natal. Anais [...]. Natal: ABENS, 2024.

ESCOBEDO, J. F.; GOMES, E. N.; OLIVEIRA, A. P.; SOARES, J. **Modeling hourly and daily fractions of UV, PAR and NIR to global solar radiation under various sky conditions at Botucatu, Brazil.** Applied Energy, v. 86, n. 3, p. 299–309, mar. 2009. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.04.013.

Guimarães, C. P. **Ferramenta computacional para extração de parâmetros de células solares.** 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia Espaciais / Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, 2022. Disponível em: <http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34T/47HGQQL>. Acesso em: 3 jun 2025.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Tracking Clean Energy Progress 2023.** Paris, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>. Acesso em: 9 jun. 2025.

INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Atlas brasileiro da irradiação solar global horizontal.** Brasília, 2023.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61724-1: **Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring.** 2. ed. Geneva: IEC, jul. 2021. ISBN 978-2-8322-5086-0. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/publication/65561>. Acesso em: 3 jun. 2025.

IRENA. **Renewable energy statistics: the decade of renewable energy transformation.** Abu Dhabi: IRENA, 2022. 128 p.
INMET. Atlas brasileiro da irradiação solar global horizontal. Brasília: INMET, 2023. 87 p.

JANG, J.; LEE, K. **Practical performance analysis of a bifacial PV module and system.** Energies, v. 13, n. 17, 4389, p. 1–13, ago. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13174389>. Acesso em: 8 jun. 2025.

KHAN, M. R. et al. **Ground sculpting to enhance vertical bifacial solar farm output.** 2018. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/1806.06666>. Acesso em: 28 mar. 2025.

KYMAKIS, E. et al. **Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete.** Energy Conversion and Management, v. 50, n. 3, p. 433–438, 2009.

LIU, C. et al. **Silicon bottom cells in perovskite/silicon tandem solar cells surpassing 30% efficiency.** Nature Energy, v. 9, p. 104–111, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01358-5>.

MUÑOZ-CERÓN, E.; MORENO-BUESA, S.; LELOUX, J.; MOSER, D. **Evaluation of the bifaciality coefficient of bifacial photovoltaic modules under real operating conditions.** Journal of Cleaner Production, v. 434, p.139807, 2024. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.139807.

MIRANDA, Victor da Silva; ALMEIDA, Israel de Oliveira; DANTAS, Marcio de Oliveira. **Avaliação da razão de desempenho (PR) de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no semiárido brasileiro.** Revista Brasileira de Energia Solar, v. 13, n. 1, p. 107–124, 2022. Disponível em: <https://www.rbes.ufscar.br/index.php/rbes/article/view/746>. Acesso em: 12 mar. 2025.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Study on PID resistance of HIT PV modules.** Golden, CO: NREL, 2013.

POWEROUTAGE.US. **P-type vs. N-Type solar panels.** [S. l.], maio 2025. Disponível em: <https://poweroutage.us/solar/solar-technology/N-Type-cells>. Acesso em: 18 fev. 2025.

PORTAL SOLAR. **Energia solar em Santa Catarina – SC.** 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-em-santa-catarina-sc>. Acesso em: 1 dez. 2023.

PEREZ, Raquel Costa. **Comparação entre diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos.** Recife: Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Departamento de Energia Nuclear, 2022. 50f. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/47350/1/TCC%20Raquel%20Costa%20Perez.pdf>. Acesso em: 07 dez. 2023.

ROTTERS, G.; KRAUSE, J.; LEU, S.; RICHTER, A.; STRAHM, B. **Heterojunction technology: the solar cell of the future.** Thun: Meyer Burger, 2017.

SUN, X. et al. **Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective.** ArXiv, 2017. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/1709.10026>. Acesso em: 2 jun. 2025.

RESEARCHGATE. **Reliability of commercial TOPCon PV modules – An extensive comparative study.** 2024. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/385833944>. Acesso em: 04 jul. 2025.

SEIDEL, M.; AMBIGAPATHY, R. **Heterojunction cell technology of Meyer Burger: Production processes and measuring methods.** Hohenstein-Ernstthal: Roth & Rau AG; Neuchâtel: Pasan SA, 2013.

SILVEIRA, Camila de Oliveira. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias no estado do Paraná.** 2020. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2020.

SILVA, A. C. S.; PEREIRA, E. B.; RÜTHER, R. **Desenvolvimento de módulos fotovoltaicos a partir de um processo de laminação de baixo custo.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 13., 2018, Curitiba. Anais [...]. Curitiba: CBPE, 2018. Disponível em: <https://nteelsolar.paginas.ufsc.br/files/2020/10/045.-Planejamento-DESENVOLVIMENTO-DE-MÓDULOS-FOTOVOLTAICOS-A-PARTIR-DE-UM-PROCESSO-DE-LAMINAÇÃO-DE-BAIXO-CUSTO.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2023.

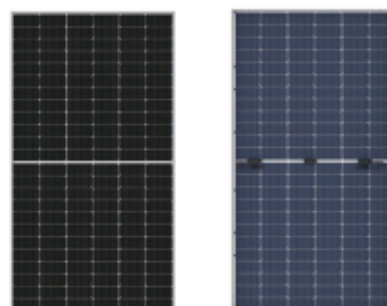
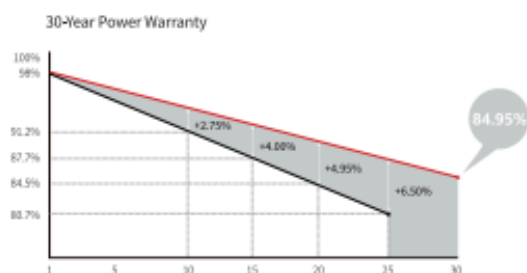
SANTOS, J. C.; SILVA, A. C. S.; PEREIRA, E. B. **Análise da influência da temperatura e da radiação solar na eficiência de módulos fotovoltaicos.** Revista Tecnológica, Maringá, v. 37, n. 1, p. 49-58, jan./jun. 2020. Disponível em: . Acesso em: 27 nov. 2023.

SILVA, Jéssica da; SANTOS, Rafael dos. **Análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em uma residência unifamiliar.** Revista Tecnológica, Maringá, v. 37, n. 1, p. 1-10, 2019. Disponível em: <<https://periodicos.uem.br/ojs/index.php/RevTecnol/article/view/51280/751375149266>>. Acesso em: 6 out. 2023.

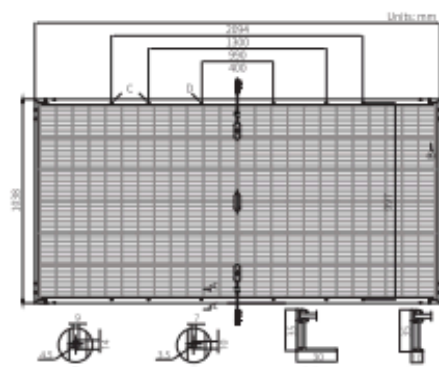
TRINA SOLAR. **Trina Solar announces 25,44% module efficiency with HJT technology certified by Fraunhofer CalLab.** Changzhou: Trina Solar Press Release, Jan. 2025.

ZEKRY, A.; SHAKER, A.; SALEM, M. **Solar cells and arrays: principles, analysis, and design.** In: YAHYAOU, I. (Ed.). *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2018. p. 3-56. ISBN 978-0-12-812959-3.

ANEXO A - DATASHEET MÓDULO BIFACIAL

Hi-MO 4**LR4-72HBD 425~455M****20.9%**
MAX MODULE
EFFICIENCY**0~+5W**
POWER
TOLERANCE**<2%**
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**0.45%**
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION**HALF-CELL**
Lower operating temperature**Additional Value****Mechanical Parameters**

| | |
|------------------|--|
| Cell Orientation | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , +400, -200mm±1400mm length can be customized |
| Glass | Dual glass, 2.0mm coated tempered glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 27.5kg |
| Dimension | 2094×1038×35mm |
| Packaging | 31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC |

**Electrical Characteristics**

| Module Type | STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C | | | | NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s | | | | Test uncertainty for Pmax ±3% | | | | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|--|----------------|----------------|-------|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | LR4-72HBD-425M | LR4-72HBD-430M | LR4-72HBD-435M | LR4-72HBD-440M | LR4-72HBD-445M | LR4-72HBD-450M | LR4-72HBD-455M | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | |
| Testing Condition | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax/W) | 425 | 317.4 | 430 | 321.1 | 435 | 324.9 | 440 | 328.6 | 445 | 332.3 | 450 | 336.1 | 455 | 339.9 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V) | 48.7 | 45.6 | 48.9 | 45.8 | 49.1 | 45.9 | 49.2 | 46.0 | 49.4 | 46.2 | 49.6 | 46.4 | 49.8 | 46.6 |
| Short Circuit Current (Isc/A) | 11.22 | 9.06 | 11.30 | 9.13 | 11.36 | 9.18 | 11.45 | 9.25 | 11.52 | 9.30 | 11.58 | 9.36 | 11.65 | 9.41 |
| Voltage at Maximum Power (Vmp/V) | 40.4 | 37.7 | 40.6 | 37.9 | 40.8 | 38.0 | 41.0 | 38.2 | 41.2 | 38.4 | 41.4 | 38.6 | 41.6 | 38.8 |
| Current at Maximum Power (Imp/A) | 10.52 | 8.42 | 10.60 | 8.49 | 10.66 | 8.54 | 10.73 | 8.60 | 10.80 | 8.65 | 10.87 | 8.70 | 10.93 | 8.76 |
| Module Efficiency(%) | 19.6 | | 19.8 | | 20.0 | | 20.2 | | 20.5 | | 20.7 | | 20.9 | |

Operating Parameters

| | |
|------------------------------------|------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ +5W |
| Voc and Isc Tolerance | ±3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Fire Rating | UL type 29 |
| Bifaciality | 70±5% |

Mechanical Loading

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa |
| Rear Side Maximum Static Loading | 2400Pa |
| Hailstone Test | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

Temperature Ratings (STC)

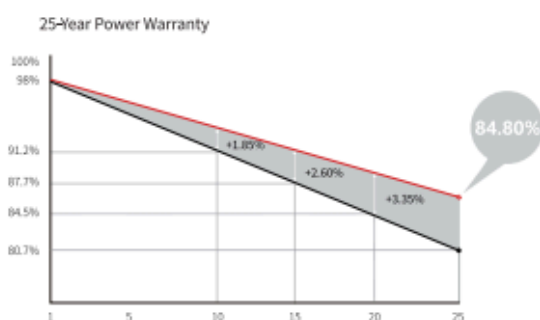
| | |
|---------------------------------|------------|
| Temperature Coefficient of Isc | +0.050%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.284%/°C |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.350%/°C |

LONGI

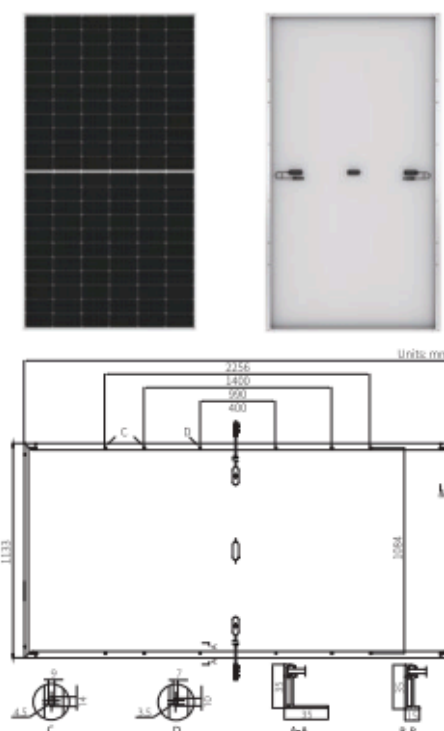
No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final
interpretation. Q0210506V133

ANEXO B - DATASHEET MÓDULO MONOFACIAL

Hi-MO 5m**LR5-72HPH 525~550M****21.5%**
MAX MODULE
EFFICIENCY**0~+5W**
POWER
TOLERANCE**<2%**
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**0.55%**
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION**HALF-CELL**
Lower operating temperature**Additional Value****Mechanical Parameters**

| | |
|------------------|---|
| Cell Orientation | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized |
| Glass | Single glass, 3.2mm coated tempered glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 27.2kg |
| Dimension | 2256×1133×35mm |
| Packaging | 31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC |

**Electrical Characteristics** STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

| Power Class | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power (Pmax/W) | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V) | 49.05 | 49.20 | 49.35 | 49.50 | 49.65 | 49.80 |
| Short Circuit Current (Isc/A) | 13.65 | 13.71 | 13.78 | 13.85 | 13.92 | 13.98 |
| Voltage at Maximum Power (Vmp/V) | 41.20 | 41.35 | 41.50 | 41.65 | 41.80 | 41.95 |
| Current at Maximum Power (Imp/A) | 12.75 | 12.82 | 12.90 | 12.97 | 13.04 | 13.12 |
| Module Efficiency(%) | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.1 | 21.3 | 21.5 |

Operating Parameters

| | |
|------------------------------------|------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ +5 W |
| Voc and Isc Tolerance | ±3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Fire Rating | UL type I or 2 |

Mechanical Loading

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa |
| Rear Side Maximum Static Loading | 2400Pa |
| Hailstone Test | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

Temperature Ratings (STC)

| | |
|---------------------------------|------------|
| Temperature Coefficient of Isc | +0.048%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.270%/°C |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.350%/°C |

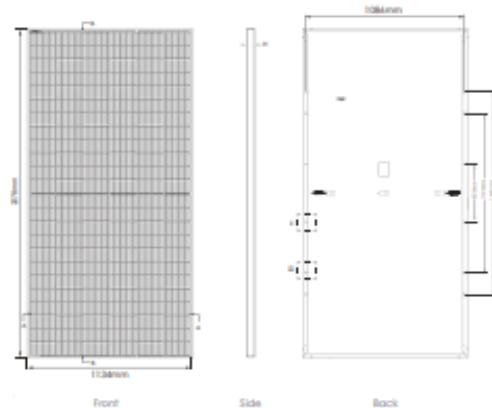
LONGi

Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue
826, Pudong Shanghai, China
Tel: +86-21-80162606
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20201231V12)

ANEXO C - DATASHEET MÓDULO N-TYPE

Engineering Drawings

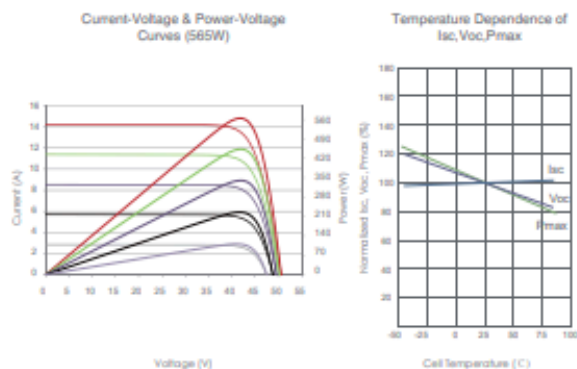


Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

| | |
|---------------|---|
| Cell Type | N type Mono-crystalline |
| No. of cells | 144 (6×24) |
| Dimensions | 2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch) |
| Weight | 28 kg (61.73 lbs) |
| Front Glass | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminum Alloy |
| Junction Box | IP68 Rated |
| Output Cables | TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length |

SPECIFICATIONS

| Module Type | JKM555N-72HL4 | | JKM560N-72HL4 | | JKM565N-72HL4 | | JKM570N-72HL4 | | JKM575N-72HL4 | |
|---|--------------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|
| | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 555Wp | 417Wp | 560Wp | 421Wp | 565Wp | 425Wp | 570Wp | 429Wp | 575Wp | 432Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 41.64V | 39.12V | 41.77V | 39.25V | 41.92V | 39.38V | 42.07V | 39.51V | 42.22V | 39.60V |
| Maximum Power Current (Imp) | 13.33A | 10.67A | 13.41A | 10.73A | 13.48A | 10.79A | 13.55A | 10.85A | 13.62A | 10.92A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 50.34V | 47.82V | 50.47V | 47.94V | 50.60V | 48.06V | 50.74V | 48.20V | 50.88V | 48.33V |
| Short-circuit Current (Isc) | 14.07A | 11.36A | 14.15A | 11.42A | 14.23A | 11.49A | 14.31A | 11.55A | 14.39A | 11.62A |
| Module Efficiency STC (%) | 21.48% | | 21.68% | | 21.87% | | 22.07% | | 22.26% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |
| Maximum system voltage | 1000/1500VDC (IEC) | | | | | | | | | |
| Maximum series fuse rating | 25A | | | | | | | | | |
| Power tolerance | 0~+3% | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Pmax | -0.30%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Voc | -0.25%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Isc | 0.046%/°C | | | | | | | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | | | | | | | |

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s