



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rhayanna Larissa Ferreira dos Santos

Análise comparativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos: microinversor versus inversor
string com otimizadores de potência no IFPE – Campus Recife

Cabo de Santo Agostinho – PE

2025

RHAYANNA LARISSA FERREIRA DOS SANTOS

Análise comparativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos: microinversor versus inversor
string com otimizadores de potência no IFPE – Campus Recife

Monografia apresentada ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade
Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da
Universidade Federal Rural de Pernambuco
para a obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo de Paiva Cirilo

Coorientador: Gideão Paulo de Oliveira

Cabo de Santo Agostinho – PE

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Sistema Integrado de Bibliotecas da UFRPE
Bibliotecário(a): Denize Souza – CRB-4 2046

- S237a Santos, Rhayanna Larissa Ferreira dos.
Análise comparativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos: microinversor versus inversor string com otimizadores de potência no IFPE – Campus Recife / Rhayanna Larissa Ferreira dos Santos. – Cabo de Santo Agostinho, 2025.
76 f.; il.
- Orientador(a): Rodrigo de Paiva Cirilo.
Co-orientador(a): Gideão Paulo de Oliveira.
- Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica Cabo de Santo Agostinho - UACSA, Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, BR-PE, 2026.
- Inclui referências e anexo(s).
1. Energia solar - Produção. 2. Energia solar - Índices. 3. Inversores elétricos. 4. Conversores de frequência I. Cirilo, Rodrigo de Paiva, orient. II. Oliveira, Gideão Paulo de, coorient. III. Título

CDD 621.3

RHAYANNA LARISSA FERREIRA DOS SANTOS

Análise comparativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos: microinversor versus inversor
string com otimizadores de potência no IFPE – Campus Recife

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 29 de dezembro de 2025.

Banca examinadora

Prof. Dr. Rodrigo de Paiva Cirilo
Orientador – UFRPE / UACSA

Prof. Dra. Ana Vitória de Almeida Macêdo
Examinador 1 – UFRPE / UACSA

Prof. Dra. Mauren Pomalis Coelho Da Silva
Examinador 2 – UFRPE / UACSA

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por conceder força, sabedoria e serenidade ao longo de toda a minha trajetória acadêmica. Sua presença constante guiou meus passos, sustentou minha fé e tornou possível a conclusão deste trabalho.

À minha mãe, Adriana, pelo apoio incondicional, incentivo diário e exemplo de dedicação e perseverança. Sua presença firme e seu amor inabalável foram essenciais para que eu permanecesse motivada durante todos estes anos.

Às minhas tias, Conceição e Auxiliadora, por suas orações, cuidado e preocupação constantes. Suas intercessões foram fonte de conforto e fortalecimento ao longo da minha jornada.

Ao meu marido, Damerson, pela paciência, compreensão e apoio nos momentos mais difíceis. Quando considerei interromper o curso, foi ele quem segurou minha mão, me encorajou a persistir e permaneceu ao meu lado com firmeza, mesmo nos períodos de maior estresse.

Ao meu professor, Dr. Rodrigo Cirilo, por sua orientação desde o início do meu percurso acadêmico, especialmente a partir do primeiro estágio. Sua dedicação, atenção e compromisso com o meu desenvolvimento contribuíram de forma significativa para minha formação.

Ao meu coorientador, Gideão Oliveira, pela orientação, disponibilidade e precioso direcionamento técnico ao longo deste trabalho. Agradeço especialmente pelo convite realizado por ele, que me possibilitou analisar o sistema fotovoltaico implantado no IFPE – Campus Recife. Sua confiança e colaboração foram fundamentais para o aprofundamento deste estudo.

RESUMO

O crescimento da demanda global por energia elétrica e a necessidade de reduzir impactos ambientais impulsionaram o avanço das fontes renováveis, especialmente a energia solar fotovoltaica. Nesse contexto, compreender o desempenho de diferentes arquiteturas de conversão como inversores *string* com otimizadores e microinversores tornou-se essencial para aprimorar a eficiência de sistemas de geração distribuída. Embora a literatura reconheça o potencial dos dispositivos *Module Level Power Electronics* (MLPE) em cenários de sombreamento e *mismatch*, ainda há lacunas quanto ao comportamento comparativo dessas tecnologias quando instaladas sob condições idênticas de irradiação e disposição física. Este trabalho teve como objetivo avaliar de forma comparativa o desempenho operacional de duas usinas fotovoltaicas localizadas em Recife-PE, sendo uma equipada com inversor *string* associado a otimizadores (UFV-ISO) e outra utilizando microinversor (UFV-M). A análise concentrou-se nos principais indicadores de performance recomendados pela literatura: Produtividade Específica (Y_f), Rendimento de Referência (Y_r), *Performance Ratio* (PR) e Fator de Capacidade (FC), a partir de dados reais de geração registrados entre setembro a novembro de 2025. Foram feitas coletas dos dados de produção elétrica dos sistemas, na obtenção da irradiação solar média mensal via plataforma *SunData*/CRESESB e na aplicação das equações normativas para cálculo dos indicadores de desempenho. Ambos os sistemas foram instalados no mesmo telhado, com igual orientação e inclinação, garantindo condições controladas para fins de comparação direta. Os resultados mostram que os dois sistemas apresentaram comportamento coerente com a sazonalidade da irradiação local e desempenho superior às médias usuais da literatura para regiões brasileiras de alta insolação. Apesar da elevada semelhança entre as curvas de desempenho, observou-se uma discreta predominância do sistema UFV-ISO, que apresentou valores marginalmente superiores nos índices ao longo dos três meses analisados. As diferenças observadas, inferiores a 1%, caracterizam variações pouco significativas do ponto de vista operacional, indicando que ambas as tecnologias operaram de forma eficiente e estável nas condições estudadas. Nesse contexto, embora o sistema com otimizadores tenha apresentado desempenho levemente superior, o microinversore demonstra desempenho equivalente e plenamente adequado à geração de energia. Os resultados reforçam que a escolha entre os dois sistemas deve considerar não apenas os indicadores energéticos, mas também aspectos como complexidade de instalação, manutenção e estratégias específicas de mitigação de sombreamento.

Palavras-chave: Energia-fotovoltaica; Índices-desempenho; Inversor-*String*; Otimizadores-potência.

ABSTRACT

The growth in global electricity demand and the need to reduce environmental impacts have driven the advancement of renewable energy sources, particularly solar photovoltaic energy. In this context, understanding the performance of different conversion architectures, such as string inverters with power optimizers and microinverters, has become essential to improve the efficiency of distributed generation systems. Although the literature recognizes the potential of Module Level Power Electronics (MLPE) devices in scenarios involving shading and module mismatch, there are still gaps regarding the comparative behavior of these technologies when installed under identical irradiation conditions and physical arrangements. This study aimed to comparatively evaluate the operational performance of two photovoltaic power plants located in Recife, Brazil. One system is equipped with a string inverter associated with power optimizers (UFV-ISO), while the other employs microinverters (UFV-M). The analysis focused on the main performance indicators recommended in the literature: Specific Yield (Y_f), Reference Yield (Y_r), Performance Ratio (PR), and Capacity Factor (CF), based on real generation data recorded between September and November 2025. Data collection involved gathering electrical production data from both systems, obtaining the average monthly solar irradiation through the SunData/CRESESB platform, and applying the standard equations for calculating performance indicators. Both systems were installed on the same rooftop, with identical orientation and tilt, ensuring controlled conditions for direct comparison. The results show that both systems presented behavior consistent with the seasonality of local solar irradiation and performance levels above the typical averages reported in the literature for Brazilian regions with high solar potential. Despite the strong similarity between the performance curves, a slight predominance of the UFV-ISO system was observed, presenting marginally higher index values throughout the three analyzed months. However, the differences observed, which were below 1%, represent variations that are operationally insignificant, indicating that both technologies operated efficiently and stably under the studied conditions. In this context, although the system with power optimizers showed slightly superior performance, the microinverter system demonstrated equivalent performance and proved fully suitable for electricity generation. The results reinforce that the choice between these two systems should consider not only energy performance indicators but also aspects such as installation complexity, maintenance requirements, and specific strategies for shading mitigation.

Keywords: Power Optimizers; String Inverter; Photovoltaic Solar Energy; Performance Indicators.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da matriz elétrica brasileira por fonte de geração em 2024.	12
Figura 2 – Aspecto de radiação solar em uma região.....	17
Figura 3 – Célula de silício fotovoltaica.....	19
Figura 4 – Tipos de células fotovoltaicas comerciais.....	21
Figura 5 – Composição de um módulo fotovoltaico.	22
Figura 6 – Gráfico com curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.	23
Figura 7 – Sistema on-grid.	28
Figura 8 – Sistema off-grid.....	30
Figura 9 – Curvas com módulos sem sombreamento.....	31
Figura 10 – Curvas com módulos com sombreamento parcial.	32
Figura 11 – Efeito mismatch.	33
Figura 12 – Efeito da temperatura.	34
Figura 13 – Microinversor.....	40
Figura 14 – Inversor string.	40
Figura 15 – Otimizadores de potência.....	41
Figura 16 – Foto da instalação da usina fotovoltaica.	41
Figura 17 – Irradiação solar média mensal.....	44
Figura 18 – Geração real UFV-ISO.....	45
Figura 19 – Geração real UFV-M (Corrigido).	46
Figura 20 – Comparativo produtividade específica (Y_f).....	47
Figura 21 – Comparativo performance ratio (PR%).	49
Figura 22 – Comparativo do fator de capacidade (FC%).	50
Figura 23 – Foto do lado esquerdo do sistema.	51
Figura 24 – Foto da vista superior do sistema.	51
Figura 25 – Geração UFV-ISO.....	55
Figura 26 – Geração UFV-M.....	55
Figura 27 – Representação de módulo com baixo rendimento.	56

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	11
1.2	OBJETIVOS	14
1.2.1	Objetivos Gerais	14
1.2.2	Objetivos Específicos.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	DEFINIÇÃO DE RADIAÇÃO E IRRADIAÇÃO.....	16
2.2	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	17
2.2.1	As células fotovoltaicas.....	18
2.2.1.1	Tipos de Células Solares Fotovoltaicas	20
2.2.2	Os módulos fotovoltaicos	21
2.2.2.1	Características dos módulos	22
2.2.3	Inversores	23
2.2.3.1	Tipos de Inversores Fotovoltaicos.....	24
2.2.3.2	Legislação em vigor e normas ABNT	26
2.3	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	27
2.3.1	Sistema <i>On-Grid</i>.....	27
2.3.2	Sistema <i>Off-Grid</i>	29
2.4	AS PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO	30
2.4.1	Sombreamento	30
2.4.2	<i>Mismatch</i>.....	32
2.4.3	Temperatura	34
3	METODOLOGIA.....	36
3.1	PRODUTIVIDADE ESPECÍFICA (Y_f)	37
3.2	RENDIMENTO DE REFERÊNCIA (Y_r).....	38
3.3	<i>PERFORMANCE RATIO</i> (PR).....	38
3.4	FATOR DE CAPACIDADE (FC)	38
4.1	CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS	40
4.2	DADOS METEOROLÓGICOS DO LOCAL.....	43
4.3	DADOS DE GERAÇÃO.....	44
4.4	INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS	46
4.4.1	Produtividade Específica (Y_f)	46
4.4.2	Rendimento de Referência (Y_r).....	47

4.4.3	<i>Performance Ratio (PR%)</i>	48
4.4.4	Fator de Capacidade (FC%)	49
4.5	ANÁLISE DE SOMBREAMENTO DO LOCAL	50
4.6	ANÁLISE DA TEMPERATURA	52
4.7	VANTAGENS E LIMITAÇÕES SOBRE AS DUAS TECNoLOGIAS	53
4.7.1	Manutenção e Segurança Operacional	53
4.7.2	Monitoramento e Diagnóstico Operacional	54
4.7.3	Flexibilidade de Instalação e Design	56
4.7.4	Limitações das tecnologias	57
4.8	DISCUSSÕES E ANÁLISE	58
5	CONCLUSÃO	61
	REFERÊNCIAS	64
	ANEXO A - MEMORIAL DE CÁLCULO	71
	ANEXO B - DATASHEET MÓDULOS FOTOVOLTAIVOS	76

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Diversas abordagens procuram explicar o que impulsiona o comportamento humano ao longo da história. Entre elas, destaca-se a perspectiva de Clayton Alderfer, que reorganizou as motivações humanas em três grupos: existência, relacionamento e crescimento, argumentando que as pessoas avançam ou retrocedem entre esses níveis conforme suas condições e oportunidades (Alderfer, 1969). A partir dessa compreensão, percebe-se que a trajetória da humanidade tem sido marcada por uma busca contínua por novas soluções, técnicas e formas de exploração de recursos, sempre visando atender demandas emergentes e ampliar as possibilidades de desenvolvimento individual e coletivo.

Nesse processo evolutivo, a eletricidade se consolidou como um dos elementos mais essenciais para a vida moderna, tornando-se indispensável para atividades domésticas, produtivas e sociais. Entretanto, o avanço industrial e tecnológico intensificou o uso dos recursos naturais, resultando em impactos ambientais e sociais significativos. Diante desse cenário, emergiu a necessidade de adotar práticas mais responsáveis na gestão dos recursos, com o objetivo de suprir as necessidades da sociedade atual sem comprometer as gerações futuras. Esse entendimento impulsionou o conceito de desenvolvimento sustentável e fortaleceu a busca por matrizes energéticas diversificadas e renováveis, capazes de reduzir emissões e oferecer alternativas de longo prazo à dependência de combustíveis fósseis (Souza e Silva, 2012).

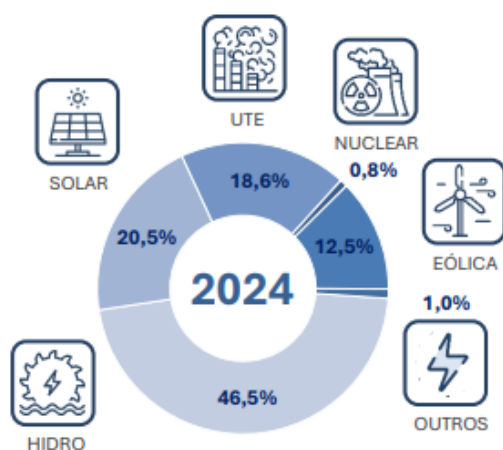
O avanço científico nas últimas décadas impulsionou o desenvolvimento tecnológico e industrial, provocando um aumento consistente no consumo global de energia elétrica. À medida que novos equipamentos, processos produtivos automatizados e tecnologias digitais se tornam essenciais ao cotidiano, a dependência energética cresce de maneira significativa. Conforme apontado em estudos da Empresa de Pesquisa Energética, o uso intensivo de equipamentos eletroeletrônicos, a modernização dos processos produtivos e a ampliação dos serviços dependentes de eletricidade têm elevado de forma contínua o consumo nacional e mundial, exigindo sistemas mais eficientes e confiáveis para atender a essa demanda crescente (EPE, 2024). Nesse contexto, o fornecimento de energia torna-se um elemento estratégico para o desenvolvimento socioeconômico, reforçando a importância de uma matriz elétrica diversificada e sustentável.

Durante grande parte do século XX, os combustíveis fósseis foram a base da geração elétrica mundial. No entanto, questões como a escassez desses recursos, o aumento dos custos

operacionais e os impactos ambientais associados às emissões de gases de efeito estufa redirecionaram o foco para fontes menos poluentes. Estudos recentes apontam que diante da necessidade de reduzir riscos climáticos e garantir segurança energética, as fontes renováveis passaram a ocupar papel central em políticas públicas e planejamentos energéticos internacionais (Sousa, 2023). Esse movimento foi intensificado por avanços técnicos que tornaram sistemas solares, eólicos, hidráulicos e de biomassa mais eficientes e economicamente competitivos.

No cenário brasileiro, essa transição energética se evidencia de forma marcante com a rápida expansão da fonte solar fotovoltaica. Dados recentes mostram que, apenas entre 2023 e 2024, a capacidade instalada em energia solar cresceu 28%, alcançando 48.468 MW e superando, pela primeira vez, a potência instalada das termelétricas. Além disso, a geração solar anual saltou de 50.633 GWh para 70.996 GWh, sendo um aumento de 39,6%, impulsionado principalmente pelo micro e minigeração distribuída, responsável por cerca de 58% desse total. Essa tendência pode ser observada na Figura 1, que evidencia a participação das principais fontes na matriz elétrica brasileira em 2024, destacando a energia solar como a segunda maior contribuição entre as renováveis, representando 20,5% da capacidade instalada. A Figura 1 também mostra o domínio histórico da fonte hidráulica (46,5%) e a relevância crescente de outras renováveis, como a eólica (12,5%), reforçando o avanço contínuo das tecnologias menos poluente. Esses resultados consolidam a energia solar como um elemento estratégico na diversificação da matriz elétrica nacional que atingiu 88,2% de participação de fontes renováveis em 2024 (EPE, 2025).

Figura 1 – Composição da matriz elétrica brasileira por fonte de geração em 2024.



Fonte: EPE, 2025.

As fontes renováveis têm, em sua maioria, origem direta ou indireta na energia proveniente do Sol, seja impulsionando fenômenos naturais ou sendo aproveitada de forma imediata por tecnologias específicas. Entre essas aplicações diretas estão a energia solar fotovoltaica, responsável por converter a luz solar em eletricidade, e a energia solar térmica, que utiliza o calor irradiado para fins de aquecimento. A tecnologia fotovoltaica, em especial, tem se destacado como uma das alternativas mais promissoras, com rápido crescimento da potência instalada nas últimas décadas. Esse processo de conversão ocorre pelo efeito fotovoltaico, no qual os fótons provenientes da luz solar transferem energia aos elétrons de materiais semicondutores, predominantemente silício, promovendo a geração de corrente contínua, que posteriormente é convertida em corrente alternada para integração à rede. Como explica Messenger e Abtahi (2010), o funcionamento das células solares baseia-se nessa interação entre radiação e semicondutores, que possibilita a transformação direta da energia solar em eletricidade.

O aprimoramento das células fotovoltaicas tem evoluído de forma constante, impulsionado pela necessidade de elevar o desempenho na conversão da energia solar. Contudo, mesmo com os avanços recentes, os processos e materiais atualmente utilizados ainda impõem limites ao crescimento da tecnologia. As células fotovoltaicas de silício, que atualmente predominam no mercado, ainda enfrentam limitações relacionadas ao seu desempenho e à disponibilidade de matéria-prima, pois o silício também é amplamente utilizado por outras indústrias de alta tecnologia. Somam-se a isso desafios operacionais, como a rigidez estrutural e o peso dos módulos, que reduzem a flexibilidade de aplicação e ampliam a necessidade de área disponível para instalação, além de questões ambientais relacionadas à produção, descarte e vida útil dos equipamentos. Esses aspectos são destacados por Anselmo (2021), que evidencia os obstáculos ainda presentes no desenvolvimento fotovoltaico.

O avanço acelerado da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo tem impulsionado a busca por tecnologias capazes de aumentar a eficiência, a segurança e a flexibilidade dos sistemas de geração. Dentro desse cenário, soluções como os microinversores e os inversores *string* com otimizadores de potência têm ganhado relevância por oferecerem melhor desempenho em situações de sombreamento, maior capacidade de monitoramento e maior inteligência na operação do sistema. Estudos feitos por Silva (2020) apontam que o uso de eletrônica de potência em nível de módulo (MLPE) tem contribuído para elevar o aproveitamento energético em condições variáveis de campo, destacando seu potencial para aprimorar sistemas residenciais e comerciais.

Além disso, compreender a interação entre essas tecnologias e variáveis ambientais como temperatura, radiação solar e sombreamento parcial torna-se essencial para garantir projetos mais confiáveis e eficientes. Como discutido por Anselmo (2021), os efeitos externos podem limitar significativamente o desempenho dos módulos, especialmente quando não há mecanismos capazes de diminuir perdas distribuídas ao longo da cadeia fotovoltaica. Dessa forma, investigar como microinversores e inversores *string* com otimizadores respondem a essas condições permite não apenas avaliar o desempenho energético, mas também entender a adaptabilidade de cada solução às diferentes realidades de instalação.

O estudo comparativo entre essas tecnologias também se justifica pela necessidade de identificar suas vantagens, limitações e implicações práticas para manutenção, durabilidade e monitoramento em tempo real. Sistemas com eletrônica a nível de módulo têm se mostrado mais eficientes no diagnóstico de falhas e na gestão de segurança, enquanto sistemas *string* tradicionalmente apresentam simplicidade construtiva, mas maior dependência de uniformidade entre os módulos (Pereira *et al.*, 2017).

A recente publicação da ABNT NBR 17193 (2025) reforça ainda mais a pertinência deste estudo, uma vez que introduz requisitos relacionados ao desligamento rápido (*Rapid Shutdown Device-RSD*), especialmente em sistemas cuja tensão do arranjo possa representar risco em situações emergenciais, como incêndios ou durante atividades de manutenção. Tecnologias MLPE já incorporam funções de segurança que dialogam diretamente com essas novas exigências, tornando importante a análise de como microinversores e inversores com otimizadores atendem às demandas regulatórias brasileiras. Assim, ao investigar essas tecnologias em condições reais de operação, este trabalho contribui para o desenvolvimento de sistemas mais seguros, eficientes e alinhados às normas vigentes.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos Gerais

Comparar o desempenho de duas instalações fotovoltaicas no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE – Campus Recife), sendo uma composta por um microinversor e outra por inversor *string* com otimizadores de potência, a fim de identificar diferenças de eficiência, produtividade e aplicabilidade das tecnologias em condições reais de operação.

1.2.2 Objetivos Específicos

- i. Comparar o desempenho de geração de energia entre sistemas fotovoltaicos com microinversor e com inversor *string* associado a otimizadores de potência em condições reais de operação.
- ii. Avaliar a influência de variáveis externas, como o sombreamento parcial.
- iii. Investigar a temperatura através do *datasheet* dos módulos, sobre o desempenho de cada tecnologia.
- iv. Identificar as vantagens e limitações das duas tecnologias no que se refere à manutenção, monitoramento e flexibilidade de instalação.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 DEFINIÇÃO DE RADIAÇÃO E IRRADIAÇÃO

O Sol é um reator termonuclear natural responsável pela produção contínua de energia por meio de reações de fusão nuclear em seu núcleo. Com um raio de aproximadamente $6,96 \times 10^5$ km e uma massa próxima de $1,99 \times 10^{30}$ kg, o astro converte hidrogênio em hélio, liberando grande quantidade de energia na forma de radiação eletromagnética, que se propaga em todas as direções do espaço (Barcellos e Oliveira, 2022). A energia proveniente do Sol desloca-se até a Terra na forma de ondas eletromagnéticas, viajando à velocidade da luz, cerca de $2,998 \times 10^8$ m/s. O espectro eletromagnético é composto por diferentes faixas, como raios gama, raios X, ultravioleta, luz visível, infravermelho, microondas e ondas de rádio, cada uma desempenhando papel relevante tanto em fenômenos naturais quanto em aplicações tecnológicas e energéticas (Montenegro, 2023).

Antes de atingir a superfície terrestre, essa radiação sofre atenuação devido à interação com os gases e partículas presentes na atmosfera, que provocam absorção, reflexão e espalhamento da energia solar. Esses processos determinam a quantidade de radiação disponível para aproveitamento fotovoltaico, variando conforme a espessura atmosférica e as condições climáticas locais (Yamasoe e Corrêa, 2016).

A energia proveniente do Sol, ao interagir com a atmosfera terrestre, pode ser classificada em diferentes componentes de acordo com o comportamento da radiação ao longo de seu percurso. A radiação difusa corresponde à fração da energia solar que chega à superfície terrestre após sofrer espalhamento e dispersão provocados por partículas e moléculas presentes na atmosfera, como vapor d'água e poeira. Esse tipo de radiação se distribui em várias direções, tornando-se fundamental em condições de céu nublado ou parcialmente encoberto (Kalogirou, 2014).

Por outro lado, a radiação direta é aquela que atinge a superfície terrestre sem sofrer desvios significativos em sua trajetória, sendo responsável pela formação de sombras bem definidas e pela maior concentração de energia solar em pontos específicos, sendo assim, a soma dessas duas componentes direta e difusa compõe a chamada irradiação solar global, que representa a totalidade da energia solar incidente sobre uma determinada área da superfície (Visser *et al.*, 2022).

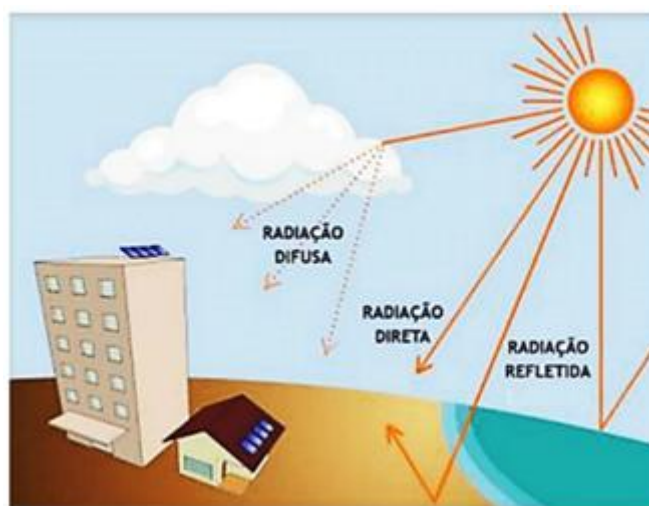
A irradiância, também conhecida como densidade de fluxo radiante, expressa a taxa instantânea de energia radiante incidente por unidade de área, normalmente medida em W/m^2 (*watts* por metro quadrado) no Sistema Internacional. Quando essa grandeza é integrada ao

longo do tempo, obtém-se a irradiação, que indica a energia total recebida por uma superfície durante um determinado período, sendo geralmente expressa em Wh/m^2 , sendo *watt-hora* por metro quadrado (Visser *et al.*, 2022).

Além desses componentes, há ainda a radiação refletida, que corresponde à parcela de energia solar que, após atingir a superfície terrestre, é redirecionada de volta para a atmosfera. A razão entre a radiação refletida e a incidente é denominada albedo, um parâmetro essencial para avaliar a capacidade de reflexão de uma superfície. De acordo com Lu *et al.* (2022) superfícies de coloração mais clara apresentam maior refletância, enquanto as mais escuras absorvem maior quantidade de energia solar. Assim, materiais de coloração escura tendem a favorecer o aproveitamento energético, especialmente em sistemas fotovoltaicos e térmicos.

Essas componentes variam conforme fatores astronômicos e atmosféricos, como latitude, altitude, estação do ano, ângulo de inclinação solar e condições meteorológicas. Assim, o estudo da radiação solar deve considerar a interação entre os movimentos da Terra, a posição aparente do Sol e os efeitos da atmosfera, uma vez que esses elementos determinam a quantidade de energia disponível para sistemas de conversão solar. A análise conjunta desses fatores é indispensável para o planejamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, garantindo melhor aproveitamento do recurso solar e maior eficiência energética (Kalogirou, 2014). Na Figura 2 estão apresentados os componentes da radiação solar.

Figura 2 – Aspecto de radiação solar em uma região.



Fonte: Adaptado de Viana, 2010.

2.2 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

A energia solar fotovoltaica caracteriza-se pela conversão direta da radiação solar em energia elétrica, fundamentando-se no efeito fotovoltaico, fenômeno físico no qual os fótons da

luz solar excitam elétrons em materiais semicondutores, gerando corrente elétrica contínua. Esse princípio, descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839, constitui a base do funcionamento das células fotovoltaicas que agrupadas em módulos formam os sistemas solares fotovoltaicos empregados atualmente. De acordo com Marim (2025), a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das melhores soluções de fontes renováveis em virtude de sua confiabilidade e baixo impacto ambiental. Dessa forma, o uso crescente dessa tecnologia contribui significativamente para a diversificação da matriz energética e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

2.2.1 As células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é o componente elementar do sistema solar fotovoltaico, sendo responsável por converter a radiação solar incidente em energia elétrica. Essa conversão baseia-se no efeito fotovoltaico, fenômeno físico observado em determinados materiais semicondutores quando expostos à luz. O processo ocorre porque a energia dos fótons solares é capaz de excitar elétrons, promovendo sua passagem da banda de valência para a banda de condução, gerando uma diferença de potencial elétrico entre as camadas do material (Cerqueira, 2019).

Segundo Pinho e Galdino (2014), a célula é geralmente composta por silício cristalino, um semicondutor amplamente utilizado devido à sua abundância e elevada estabilidade térmica. Esses autores destacam que a eficiência da conversão depende diretamente das propriedades ópticas e elétricas do material, da intensidade da radiação incidente e da temperatura de operação. Para que o silício adquira as características elétricas necessárias à conversão fotovoltaica, é realizado o processo de dopagem, que consiste na inserção controlada de impurezas químicas capazes de alterar sua condutividade. Na camada superior do cristal, denominada camada tipo n, é adicionado um elemento pentavalente, como o fósforo, que fornece elétrons excedentes, enquanto na camada tipo p se utiliza um elemento trivalente, como o boro, responsável por criar lacunas conhecidas como buracos. Atualmente, a tecnologia baseada em silício cristalino continua sendo a mais utilizada na fabricação de módulos fotovoltaicos comerciais devido à sua elevada confiabilidade, eficiência e maturidade tecnológica (Duarte e Araújo, 2025).

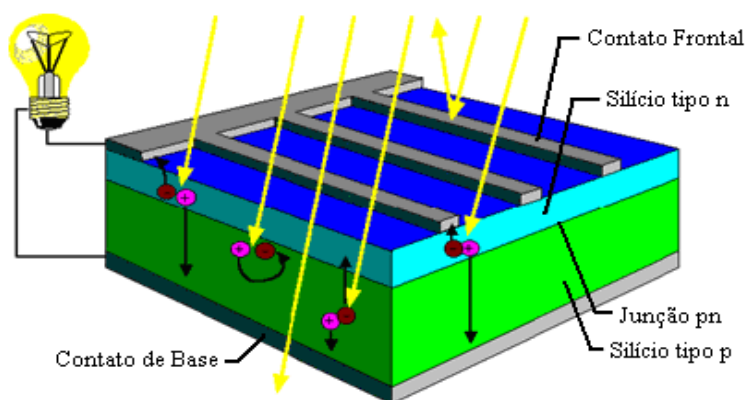
A interface entre essas duas regiões forma a junção p-n, na qual se estabelece um campo elétrico interno que direciona o movimento dos portadores de carga, resultando na geração de corrente contínua quando a célula é iluminada. Fernandes (2023) explica que a eficiência de uma célula fotovoltaica está diretamente associada à pureza do silício, à qualidade da junção e

ao controle das perdas por recombinação de cargas, fatores determinantes para o desempenho do sistema. De acordo com Zanesco *et al.* (2019), o avanço nas técnicas de dopagem e deposição de camadas semicondutoras tem permitido a fabricação de células com maior rendimento energético e menor custo de produção, consolidando a tecnologia fotovoltaica como uma das mais promissoras fontes renováveis de energia.

Conforme Campos *et al.* (2010), ilustrado na Figura 3, quando a radiação solar incide sobre a junção p-n de uma célula fotovoltaica, os fótons transferem energia suficiente para excitar os elétrons localizados na região de depleção, provocando sua movimentação entre as camadas semicondutoras e estabelecendo uma diferença de potencial elétrico. A estrutura da célula é composta por duas camadas de silício dopadas de forma distinta, a camada tipo n com excesso de elétrons, e a camada tipo p, com deficiência deles. Essa combinação gera um campo elétrico interno responsável pela separação das cargas. Quando o conjunto é submetido à luz solar, os fótons cuja energia supera o gap do material semicondutor, também denominado *band gap* ou lacuna de energia, que corresponde à diferença de energia entre a banda de valência e a banda de condução do material, promovem a liberação de elétrons. Esse processo permite que os elétrons passem para a banda de condução e se movimentem através do material, resultando na geração de uma corrente elétrica contínua.

A intensidade da corrente produzida é proporcional à irradiância incidente até atingir o ponto de saturação, em que o aumento da luz não eleva mais a corrente gerada. A relação entre a potência elétrica obtida e a potência luminosa incidente é denominada eficiência de conversão fotovoltaica, parâmetro essencial para avaliar o desempenho das células solares. Segundo Pinho e Galdino (2014), essa eficiência depende diretamente do tipo e da pureza do material semicondutor, da qualidade da junção p-n e das condições operacionais, como temperatura e nível de irradiância.

Figura 3 – Célula de silício fotovoltaica.



Fonte: Campos *et al.*, 2010.

2.2.1.1 Tipos de Células Solares Fotovoltaicas

As células solares fotovoltaicas são classificadas em três gerações tecnológicas que se distinguem pelos materiais semicondutores utilizados, pelo processo de fabricação e pelo nível de eficiência alcançado. As células de primeira geração, compostas por silício cristalino, representam a tecnologia mais consolidada e amplamente empregada na indústria fotovoltaica. Elas se subdividem em silício monocristalino e policristalino. O silício monocristalino, devido à sua estrutura uniforme e pureza elevada, apresenta maior eficiência de conversão, enquanto o policristalino, obtido a partir de múltiplos cristais fundidos, possui custo reduzido e desempenho ligeiramente inferior. Segundo Pinho e Galdino (2014), essas células ainda dominam o mercado global de módulos solares devido à sua confiabilidade e estabilidade de operação em longo prazo, cenário que permanece atual conforme apontam estudos recentes sobre tecnologias fotovoltaicas utilizadas em módulos comerciais (Pereira *et al.*, 2024).

A segunda geração é composta pelas células de filmes finos, nas quais os materiais semicondutores são depositados em camadas muito delgadas sobre substratos como vidro, plástico ou aço. Entre os principais compostos utilizados estão o silício amorfo (a-Si), o telureto de cádmio (CDTE) e o disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). De acordo com Bühler *et al.* (2018), essa tecnologia reduz significativamente o consumo de material e o custo de fabricação, resultando em módulos mais leves, flexíveis e adaptáveis a diferentes superfícies. Apesar de sua eficiência ser geralmente inferior à do silício cristalino, as células de filmes finos apresentam vantagens em aplicações arquitetônicas e em locais de baixa irradiância.

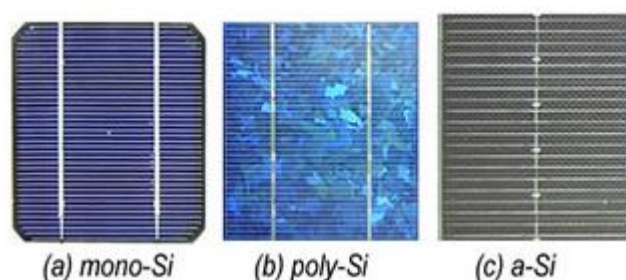
Já as células de terceira geração correspondem a tecnologias emergentes que exploram novos conceitos e materiais para maximizar o desempenho fotovoltaico. Destacam-se as células orgânicas fotovoltaicas (*Organic Photovoltaics* – OPV) e as células sensibilizadas por corante (*Dye-Sensitized Solar Cells* – DSSC), além das células de perovskita, que visam combinar alta eficiência, baixo custo e processos de fabricação mais simples. Essas tecnologias têm despertado grande interesse da comunidade científica devido ao potencial de alcançar elevados níveis de eficiência e ampliar as possibilidades de aplicação da energia solar em dispositivos flexíveis, eletrônicos portáteis e elementos construtivos integrados a edificações (Pereira *et al.*, 2024).

Atualmente, observa-se uma ampla variedade de tecnologias voltadas à produção de células fotovoltaicas, cada uma com características específicas de custo, desempenho e aplicabilidade. Entretanto, o silício cristalino permanece como o material predominante na indústria solar, graças à sua abundância na crosta terrestre, estabilidade térmica e maturidade

tecnológica. Extraído principalmente da sílica presente em areia e quartzo, o silício é submetido a processos de purificação e dopagem para adquirir as propriedades elétricas necessárias à conversão fotovoltaica (Duarte e Araújo, 2025). A Figura 4 ilustra as três configurações baseadas nesse material: monocristalina, policristalina e amorfa.

No mercado atual, estudos e levantamentos brasileiros indicam que as eficiências típicas de módulos comerciais situam-se em faixas aproximadas: silício monocristalino 23% a 25%, silício policristalino 19% a 21%, e silício amorfo 12% a 15%, valores estes confirmados conforme (Tonin, 2017). Além disso, avanços industriais e acadêmicos, como células PERC, heterojunções (HJT/HIT) e estruturas bifaciais, têm sido implementados comercialmente para elevar a eficiência e a densidade de potência dos módulos de silício, reduzindo perdas e melhorando o rendimento em campo, o que mantém o silício competitivo frente às tecnologias emergentes.

Figura 4 – Tipos de células fotovoltaicas comerciais.



Fonte: CRESESB, 2014.

2.2.2 Os módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas constituem a unidade fundamental dos sistemas de conversão solar, sendo responsáveis por transformar a energia luminosa em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Para ampliar a potência e a tensão gerada, elas são interligadas eletricamente, formando um conjunto denominado módulo fotovoltaico, no qual as conexões em série aumentam a tensão total do circuito, enquanto as ligações em paralelo elevam a corrente elétrica (Cambambi, 2020). De forma geral, os módulos comerciais modernos são compostos por 72 ou 144 células conectadas em série, número que varia conforme a potência máxima projetada pelo fabricante. Essa configuração modular possibilita a composição de arranjos fotovoltaicos, também conhecidos como painéis solares, resultantes da associação de múltiplos módulos interligados para compor sistemas de geração de energia em larga escala.

A estrutura física de um módulo fotovoltaico é projetada para garantir a eficiência, durabilidade e segurança do sistema. Observando a Figura 5, cada célula é encapsulada entre

camadas finas de EVA (*Ethylene Vinyl Acetate*), traduzido como acetato de etileno e vinila, um polímero empregado para proteção mecânica e isolamento elétrico nos módulos fotovoltaicos., que asseguram isolamento elétrico e proteção contra umidade. A parte frontal do módulo é recoberta por vidro temperado com tratamento antirreflexo, o que reduz as perdas ópticas e confere resistência a impactos e intempéries. Nas bordas, utiliza-se uma moldura de alumínio, na parte posterior tem-se uma camada de polifluoreto de vinila (PVF) que oferece isolamento térmico e proteção mecânica adicional. De acordo com Zilles *et al.* (2012), essa configuração construtiva assegura maior confiabilidade operacional e aumento da vida útil dos módulos, podendo ultrapassar 25 anos de operação sob condições normais. Assim, a integração entre desempenho elétrico e robustez estrutural torna o módulo fotovoltaico o principal componente intermediário entre a célula e o sistema de geração de energia solar.

Figura 5 – Composição de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Sunenergia, 2020.

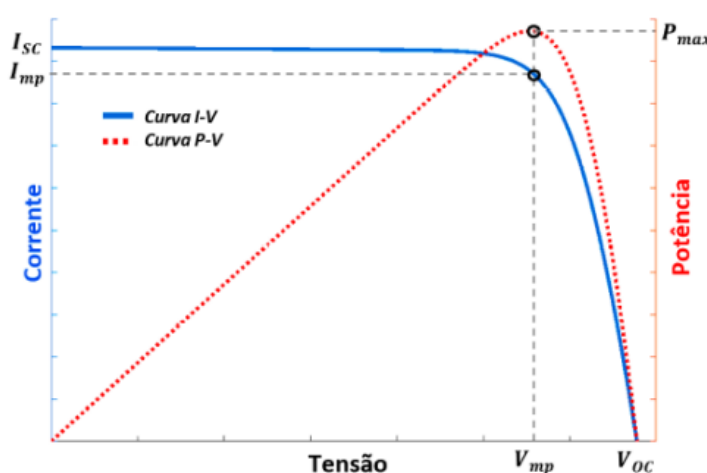
2.2.2.1 Características dos módulos

Para o dimensionamento preciso de sistemas fotovoltaicos é fundamental compreender em detalhe as características elétricas dos módulos solares, uma vez que esses parâmetros influenciam diretamente o desempenho, a confiabilidade e a vida útil da instalação. As grandezas básicas de operação são: tensão (V), corrente (A) e potência (W). A partir de ensaios realizados sob condições de teste padrão *Standard Test Conditions* (STC), são obtidos parâmetros derivados que possibilitam prever o comportamento do módulo em situações reais de campo. Tais informações são graficamente representadas nas curvas características I–V (corrente x tensão) e P–V (potência x tensão), geralmente utilizadas na engenharia solar para identificar o ponto de máxima potência e estimar o rendimento energético do sistema (Villalva, 2012).

De acordo com Zilles *et al.* (2012), os fabricantes de módulos fotovoltaicos devem fornecer em seus manuais técnicos todos os parâmetros elétricos medidos em laboratório, que

servem como referência para o projeto e a operação segura do sistema. Entre esses parâmetros, destacam-se: a tensão de circuito aberto (V_{oc}), que corresponde ao valor máximo de tensão gerado quando o circuito não está conectado a nenhuma carga; a corrente de curto-circuito (I_{sc}), que representa a maior corrente elétrica possível quando a tensão no módulo é nula; a tensão de máxima potência (V_{mp}) e a corrente de máxima potência (I_{mp}), ambas associadas ao ponto de operação em que a potência entregue é máxima, sendo este o ponto de melhor eficiência do módulo, e a potência nominal (P_{mp}) que é o produto entre V_{mp} e I_{mp} e expressa a potência máxima fornecida em condições padrão. Assim como discriminadas na Figura 6.

Figura 6 – Gráfico com curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Araújo *et al.*, 2020.

Esses parâmetros são fundamentais não apenas para o dimensionamento elétrico do sistema fotovoltaico, mas também para a avaliação de perdas e eficiência de conversão ao longo do tempo. Fatores externos como a temperatura da célula e a intensidade da irradiância solar, afetam significativamente essas grandezas, pois elevadas temperaturas tendem a reduzir a tensão de circuito aberto e consequentemente, a potência de saída do módulo. Dessa forma, compreender o comportamento das curvas I-V e P-V e suas variações é necessário para o planejamento técnico de sistemas fotovoltaicos de alto desempenho, garantindo maior previsibilidade de geração e durabilidade dos equipamentos (Zilles *et al.*, 2012).

2.2.3 Inversores

Após a conversão da energia solar em eletricidade de corrente contínua (CC) pelas células fotovoltaicas, torna-se indispensável realizar sua transformação em corrente alternada

(CA), de modo a adequá-la com os padrões da rede elétrica convencional. Essa conversão é necessária porque a infraestrutura de distribuição de energia, na grande maioria dos equipamentos elétricos residenciais, comerciais e industriais foi projetada para operar em corrente alternada. Dessa forma, a transformação da energia fotovoltaica em CA permite o uso direto da eletricidade gerada sem a necessidade de transformadores adicionais, favorecendo a integração do sistema fotovoltaico à rede pública (Villalva, 2012).

O equipamento responsável por essa mudança de corrente CC-CA é o inversor fotovoltaico, considerado o núcleo eletrônico do sistema por sua função essencial no controle e na qualidade da energia entregue. Segundo Mesquita e Almeida (2024), os inversores modernos realizam não apenas a conversão, mas também o gerenciamento do ponto de máxima potência, o monitoramento do desempenho do gerador fotovoltaico e a proteção contra falhas elétricas.

Em sistemas conectados à rede (*on-grid*), esses dispositivos devem operar de forma sincronizada com os parâmetros elétricos da concessionária: tensão, frequência e fator de potência, garantindo a estabilidade e segurança do fluxo de energia. Já nos sistemas isolados (*off-grid*), o inversor trabalha em conjunto com bancos de baterias, regulando a carga e descarga conforme a demanda energética e a disponibilidade solar. Assim, a eficiência do inversor é determinante para o rendimento global do sistema fotovoltaico, influenciando diretamente o aproveitamento da energia gerada e a durabilidade dos equipamentos (CRESESB, 2006).

O desempenho de um sistema fotovoltaico depende diretamente da capacidade do inversor em obter a máxima potência elétrica disponível nos módulos sob diferentes condições de irradiância e temperatura. Para isso, esses equipamentos são dotados da tecnologia MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), cuja função é ajustar dinamicamente a tensão e a corrente de operação dos módulos de modo que o sistema opere continuamente no ponto em que o produto $V \times I$ (tensão multiplicada pela corrente) seja máximo. De acordo com Villalva (2012), o ponto de máxima potência varia constantemente conforme as condições ambientais, sendo o MPPT essencial para garantir o melhor aproveitamento energético, especialmente em situações de sombreamento parcial, acúmulo de poeira e desalinhamento de módulos.

2.2.3.1 Tipos de Inversores Fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos podem ser classificados em diferentes categorias de acordo com a topologia, o porte do sistema e o nível de controle aplicado: inversores centrais, *string* inversores e MLPE, que englobam microinversores e otimizadores de potência (ABB, 2019). Cada tipo apresenta características próprias quanto à eficiência, custo, manutenção e aplicabilidade.

I. Inversores Centrais

Os inversores centrais são amplamente empregados em usinas solares fotovoltaicas de grande porte, geralmente com potências instaladas superiores a 1 MWp (megawatt-pico). Nessa configuração, os módulos fotovoltaicos são interligados em série e/ou em paralelo, formando *strings* que, por sua vez, são geralmente conectadas em paralelo a um único inversor de alta potência, responsável pela conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A principal vantagem dessa topologia é o baixo custo por *watt* instalado e a facilidade de manutenção centralizada, já que todos os módulos convergem para um ponto comum de controle. No entanto, um dos principais desafios é o impacto do sombreamento parcial, pois o desempenho global do inversor depende do comportamento médio de todas as *strings* conectadas. Assim, a perda de potência em uma *string* pode reduzir o rendimento de todo o sistema. Além disso, uma falha no inversor central pode interromper a geração de toda a planta, o que exige estratégias de redundância e monitoramento contínuo (Mesquita e Almeida, 2024).

II. Inversores *String*

Os *string* inversores representam uma solução intermediária e são os mais utilizados em instalações residenciais, comerciais e industriais de médio porte. Nesse arranjo, cada conjunto de módulos é conectado a um inversor independente, o que permite rastrear o ponto de máxima potência de cada cadeia separadamente. Essa configuração minimiza as perdas por desbalanceamento entre *strings*, facilita o diagnóstico de falhas e aumenta a flexibilidade de projeto, especialmente em telhados com diferentes orientações ou inclinações. Muitos modelos modernos de inversores *string* possuem múltiplos rastreadores MPPT, o que permite conectar grupos de módulos submetidos a condições distintas de irradiância, otimizando o rendimento total do sistema. Devido à elevada eficiência, bom custo-benefício e facilidade de instalação, os inversores do tipo *string* tornaram-se os mais utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, apresentando grande participação no mercado mundial (Schmitz *et al.*, 2025).

III. MLPE

Os dispositivos de Eletrônica de Potência em Nível de Módulo (*Module-Level Power Electronics*) constituem um conjunto de tecnologias que engloba, principalmente, os microinversores e os otimizadores de potência. Essas soluções representam uma evolução significativa na estrutura dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que possibilitam o processamento da energia elétrica diretamente no nível do módulo. Essa abordagem supera as limitações das configurações convencionais em *strings*, ao permitir o controle individual do ponto de máxima

potência de cada módulo, o que resulta em maior tolerância a sombreamento parcial, menor impacto de falhas localizadas e maior modularidade dos sistemas fotovoltaicos (Villalva, 2012).

Os microinversores realizam a conversão direta de corrente contínua para corrente alternada no próprio módulo fotovoltaico, eliminando a necessidade de inversores centrais ou *strings*. Essa arquitetura confere maior flexibilidade de projeto e simplifica a expansão do sistema, além de reduzir pontos únicos de falha. Como diferencial, destaca-se a independência elétrica total entre os módulos e a conversão descentralizada de energia, tornando essa tecnologia especialmente adequada para sistemas de pequena escala e telhados com elevada complexidade geométrica (Villalva, 2012).

Os otimizadores de potência, por sua vez, atuam como conversores CC/CC acoplados a cada módulo, realizando o rastreamento individual do ponto de máxima potência, enquanto a conversão final de CC para CA é efetuada por um inversor central ou *string*. O principal diferencial dessa tecnologia está na combinação entre o controle em nível de módulo e a utilização de inversores tradicionais, o que resulta em maior eficiência econômica e facilidade de manutenção quando comparada aos microinversores, e também possibilitam monitoramento individual e funções de segurança, mantendo elevada confiabilidade operacional (Neves, 2023).

2.2.3.2 Legislação em vigor e normas ABNT

O setor elétrico brasileiro segue em processo de transição para um modelo mais aberto e descentralizado, que incorpora figuras como o produtor independente de energia e o consumidor livre. Nesse contexto, tornou-se necessário promover adaptações regulatórias para integrar sistemas fotovoltaicos distribuídos em edificações urbanas à rede elétrica convencional, algo que até as décadas anteriores ainda não era previsto na legislação. Essa transformação exigiu uma evolução mais ampla do conjunto de normas regulatórias, de modo a estruturar de forma clara a inserção da geração distribuída, especialmente fotovoltaica, processo que somente foi consolidado com os marcos regulatórios publicados nos anos posteriores (Schirato e Campos, 2022). Nesse contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) tiveram papel decisivo na criação de instrumentos legais e normativos para viabilizar a geração distribuída solar no país, estabelecendo bases técnicas, jurídicas e de segurança para a operação desses sistemas.

Uma das mais recentes inovações normativas no Brasil é a publicação da norma ABNT NBR 17193 (2025) - Segurança Contra Incêndios em Instalações Fotovoltaicas (Requisitos e Especificações de Projetos). Essa norma incorpora, entre outras exigências, a obrigatoriedade de instalação de dispositivos de desligamento rápido (*Rapid Shutdown Device* - RSD) em

sistemas fotovoltaicos onde a tensão do arranjo possa apresentar risco à segurança em caso de incêndio ou necessidade de manutenção. A função RSD, comumente implementada por tecnologias de eletrônica de potência em nível de módulo permite reduzir a tensão dos cabos de corrente contínua (CC) para níveis seguros em até 30 segundos após acionamento, favorecendo as operações de manutenção e a intervenção de bombeiros em edificações com sistema solar (Solarize, 2025).

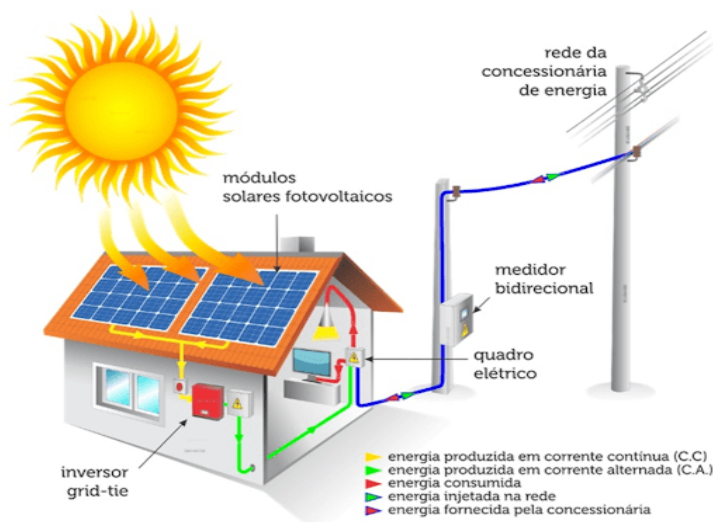
O alinhamento entre a norma NBR 17193:2025 e as tecnologias MLPE reforça o papel desta classe de componentes, como microinversores e otimizadores de potência, como elementos estratégicos não apenas para a eficiência energética, mas também para a segurança operacional de sistemas fotovoltaicos. Enquanto as tecnologias MLPE permitem a operação individualizada dos módulos, maximizando a extração de potência e reduzindo os efeitos de sombreamento parcial e mismatch, a exigência de *Rapid Shutdown Device* (RSD) implica que inversores ou dispositivos associados sejam capazes de promover a desenergização rápida da cadeia de módulos em situações de emergência. Essa convergência entre controle de desempenho e requisitos de segurança normativa evidencia o papel central das MLPE nas instalações fotovoltaicas modernas, que passam a integrar funções como rastreamento de máxima potência em nível de módulo e mecanismos de proteção e desligamento rápido do sistema (Sarwar *et al.*, 2022).

2.3 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.3.1 Sistema *On-Grid*

Nas instalações fotovoltaicas conectadas à rede (*on-grid*), conforme ilustrado na Figura 7, a energia elétrica gerada pelos módulos solares é convertida em corrente alternada pelo inversor e utilizada de forma instantânea pelas cargas da edificação, não havendo armazenamento local de energia (Villalva, 2012). Esse modelo permite que o consumidor utilize diretamente a energia solar durante o dia, enquanto à noite ou em períodos de baixa irradiação, a eletricidade é fornecida normalmente pela concessionária, garantindo continuidade no suprimento de energia (CRESESB, 2006).

Quando a geração excede o consumo, o excesso de energia é injetado na rede elétrica pública e disponibilizado para outros consumidores próximos, em conformidade com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021). Este mecanismo integra a geração fotovoltaica à matriz elétrica de forma descentralizada, reduzindo perdas na transmissão e contribuindo para a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico (Silva *et al.*, 2025).

Figura 7 – Sistema *on-grid*.

Fonte: Gmi Engenharia, 2018.

Assim como mencionado, esse tipo de sistema permite que a eletricidade gerada pelos módulos seja utilizada instantaneamente nas cargas da edificação, enquanto o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária local, e de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a energia excedente gera créditos que podem ser utilizados pelo consumidor em períodos de baixa ou nula geração, como à noite ou em caso de falhas no sistema, sendo feito ao final do ciclo mensal um balanço entre consumo e geração na fatura de energia, com contabilização financeira dos créditos correspondentes (ANEEL, 2012).

Para garantir a segurança e o funcionamento adequado dos sistemas *on-grid*, os inversores conectados à rede incluem mecanismos de proteção anti-ilhamento, que desligam automaticamente o equipamento em caso de falha da concessionária ou variações de tensão, prevenindo riscos à rede e danos aos equipamentos (Silva, 2016).

Conforme a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizada pelo marco legal instituído pela Lei nº 14.300, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são classificados de acordo com a potência instalada. A microgeração distribuída corresponde às centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída compreende centrais com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes solares fotovoltaicas. Para outras fontes renováveis ou cogeração qualificada, o limite de minigeração permanece até 5 MW. Empreendimento com potência superior a esses valores são enquadrados como geração centralizada, correspondendo a usinas de maior porte conectadas diretamente ao sistema elétrico. Essa categorização é fundamental

para definir requisitos técnicos, regulatórios e comerciais, permitindo a adequada integração do sistema fotovoltaico à rede elétrica e garantindo a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia (ANEEL, 2023).

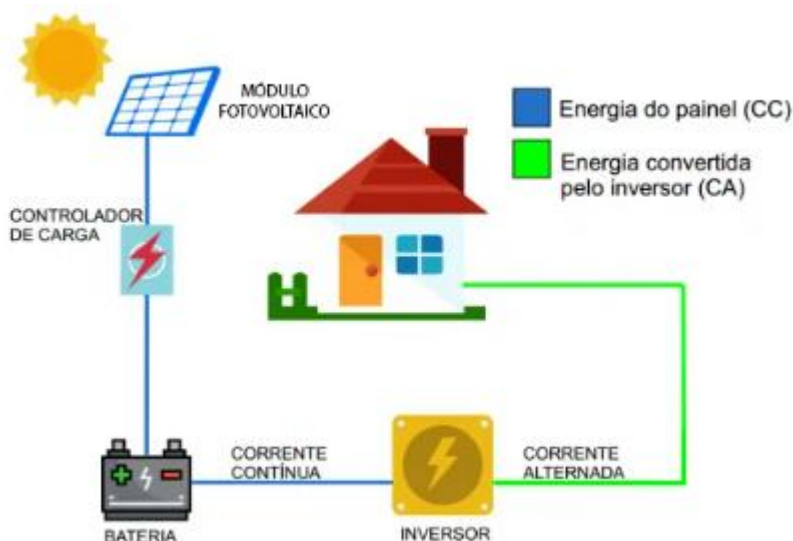
2.3.2 Sistema *Off-Grid*

O sistema fotovoltaico *off-grid*, também conhecido como sistema isolado, caracteriza-se por operar de forma totalmente independente da rede elétrica pública. Nessa configuração, toda a energia consumida pela instalação deve ser gerada e armazenada localmente, garantindo autonomia energética em regiões remotas ou em locais onde a expansão da rede é inviável economicamente. De acordo com Bortoloto *et al.* (2017), esse tipo de sistema desempenha papel essencial em comunidades rurais, unidades de telecomunicação, sinalização e aplicações emergenciais, onde a confiabilidade e a autossuficiência são requisitos fundamentais.

A operação de um sistema *off-grid* depende diretamente do banco de baterias, responsável por armazenar a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos durante o dia e disponibilizá-la para consumo noturno ou em períodos de baixa irradiação solar. Para evitar danos aos acumuladores e assegurar sua vida útil, utiliza-se o controlador de carga, dispositivo que regula a tensão e a corrente entregues às baterias, evitando sobrecargas, descargas profundas e variações bruscas que comprometam o desempenho do sistema (CRESESB, 2006). Esse conjunto atua de maneira integrada, garantindo estabilidade elétrica mesmo em condições climáticas variáveis.

Diferentemente dos inversores *on-grid*, os modelos *off-grid* não realizam sincronização com a concessionária e devem ser dimensionados considerando picos de carga, correntes de partida e demanda simultânea dos equipamentos (Vian *et al.*, 2021). Muitos inversores *off-grid* modernos possuem funções híbridas, permitindo integração com geradores a diesel ou com a própria rede pública quando disponível, aumentando a confiabilidade em aplicações críticas.

O sistema fora da rede exige dimensionamento criterioso, considerando perfil de consumo diário, autonomia desejada, eficiência dos componentes e capacidade de armazenamento. Segundo Pinho e Galdino (2014), a análise energética e o dimensionamento adequado do banco de baterias são determinantes para o desempenho global do sistema, sendo comum a adoção de autonomia entre dois e cinco dias em aplicações residenciais ou institucionais. A Figura 8 apresenta o fluxo completo de energia no sistema *off-grid*, ilustrando a interação entre módulos, controlador, banco de baterias e inversor.

Figura 8 – Sistema *off-grid*.

Fonte: Trx Solar, 2019.

2.4 AS PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO

As perdas em sistemas fotovoltaicos representam uma parcela significativa do desempenho final da geração, sendo influenciadas por fatores ambientais, elétricos e operacionais. De acordo com Messenger e Abtahi (2010), essas perdas são inevitáveis, mas podem ser mitigadas com boas práticas de projeto, instalação e manutenção. Entre as categorias mais relevantes estão as perdas térmicas, sombreamento, perdas elétricas nos cabos e conversores, além das perdas relacionadas à incompatibilidade entre módulos.

2.4.1 Sombreamento

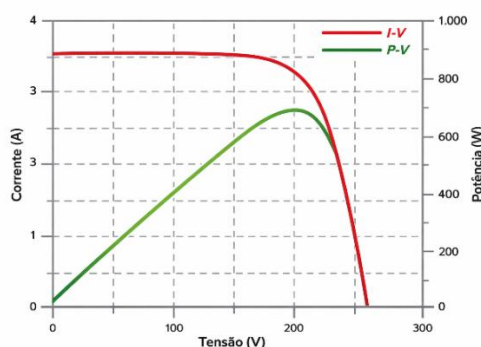
Instalações fotovoltaicas localizadas em ambientes urbanos frequentemente enfrentam desafios relacionados ao sombreamento dos módulos, uma vez que são cercadas por elementos arquitetônicos e naturais que interferem na incidência direta de radiação solar. Esse sombreamento pode ocorrer tanto de maneira prevista, provocado por obstáculos permanentes como edifícios, antenas, reservatórios e vegetação, quanto de modo eventual, em função de fatores como o trânsito de nuvens, acúmulo de folhas, poeira ou dejetos de aves. Segundo Santos *et al.*, (2025), quando há redução da irradiância incidente, o comportamento elétrico do módulo se altera, o que impacta diretamente o rendimento diário do sistema fotovoltaico.

Quando apenas parte do módulo é sombreada, ocorre um desequilíbrio na quantidade de corrente gerada por suas células. Como essas células operam eletricamente em série, a corrente total passa a ser limitada pela célula que está recebendo menor quantidade de luz. Dessa forma, mesmo um sombreamento pequeno pode comprometer significativamente a produção da cadeia inteira de módulos interligados. Pinho e Galdino (2014) destacam que esse efeito é particularmente danoso em sistemas *string*, nos quais o desempenho global é condicionado pelo componente de menor corrente. Isso explica por que módulos parcialmente sombreados reduzem proporcionalmente toda a geração da *string*.

Além da queda de desempenho elétrico, o sombreamento recorrente pode levar ao surgimento dos chamados pontos quentes (*hot spots*). Nessa condição, células que recebem menos irradiação param de produzir energia, mas as outras células continuam a gerar corrente, logo a célula sombreada, começa a consumir energia em vez de produzi-la, agindo como uma resistência elétrica e aquecendo rapidamente, assim elevando a temperatura local no módulo e gerando estresse térmico. Conforme descreve Pigueiras (2003), esse processo pode resultar em danos físicos, como fissuras internas, degradação dos polímeros encapsulantes, escurecimento de camadas e até ruptura do vidro frontal. Pinho e Galdino (2014) reforçam que o desenvolvimento de pontos quentes reduz a vida útil do módulo e compromete sua confiabilidade operacional a longo prazo.

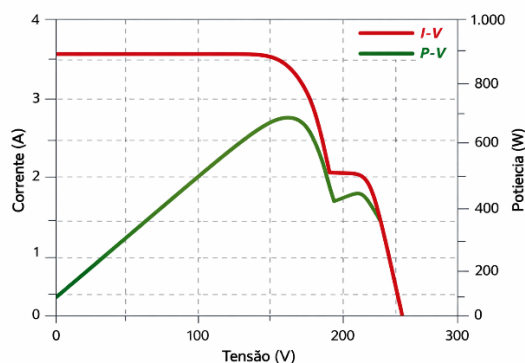
Para reduzir esses efeitos, os fabricantes incorporam diodos de *bypass* aos módulos fotovoltaicos. Esses dispositivos são conectados em paralelo a grupos de células e permitem que a corrente encontre um caminho alternativo quando uma parte do módulo está sombreada. Ao fazer isso, reduz-se a perda de potência e evita-se o superaquecimento das células mais críticas. A influência desse mecanismo pode ser observada nas curvas I-V alteradas pelo sombreamento, onde surgem múltiplos picos de potência máxima. Essa característica é evidenciada na Figura 10, em contraste com a Figura 9 na qual não há sombreamento.

Figura 9 – Curvas com módulos sem sombreamento.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Figura 10 – Curvas com módulos com sombreamento parcial.

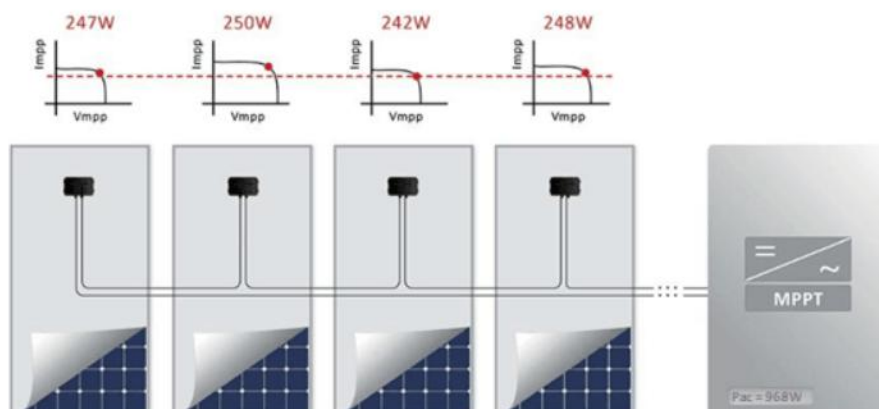


Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Com a evolução tecnológica, surgiram também soluções mais avançadas baseadas em MLPE, abordada anteriormente no tópico 2.2.3.1, tecnologia que lida com o módulo de forma individualizada, possibilitando que cada um opere em seu ponto ótimo de potência independentemente dos demais. Segundo Abe e Dias (2019), essa abordagem reduz muito o impacto do sombreamento, já que as perdas deixam de se propagar para toda a *string* como ocorre nos sistemas tradicionais. Assim, o uso de MLPE melhora a confiabilidade, aumenta a produção energética e reduz a incidência de pontos quentes, tornando-se uma alternativa recomendada especialmente em sistemas instalados em áreas urbanas com elevada probabilidade de sombreamento.

2.4.2 Mismatch

A perda por *mismatch* ocorre quando módulos fotovoltaicos que deveriam operar de forma uniforme dentro de uma mesma *string* passam a apresentar características elétricas diferentes entre si, provocando uma redução significativa na potência total do conjunto. Segundo Pinho e Galdino (2014), qualquer diferença entre módulos conectados em série, seja em corrente, tensão ou degradação, faz com que toda a *string* opere limitada pelo módulo de menor desempenho. Isso significa que, mesmo que a maioria dos módulos esteja em condições ideais, o sistema trabalhará abaixo de seu potencial, resultando em perdas acumuladas ao longo do tempo. Conforme um exemplo ilustrado na Figura 11, quando os módulos têm potências diferentes, o desempenho do conjunto fica limitado pelo módulo de menor potência, indicado pela linha pontilhada vermelha.

Figura 11 – Efeito *mismatch*.

Fonte: Ecori, 2019.

Diversos fatores podem originar o *mismatch*, como variações de fabricação entre módulos, envelhecimento diferenciado, sujeira localizada, diferenças de temperatura ou degradação não uniforme. De acordo com Dantas *et al.* (2021), mesmo módulos adquiridos do mesmo lote podem apresentar pequenas tolerâncias de produção que quando somadas, afetam a linearidade elétrica do sistema. Além disso, condições ambientais desiguais, como sombreamentos parciais, acúmulo irregular de poeira ou módulos mais expostos ao calor, intensificam o fenômeno, alterando o ponto de operação ideal de cada módulo de forma distinta.

Outro impacto importante do *mismatch* é sua influência direta sobre o ponto de máxima potência (MPP) da *string*. Conforme discutido por Pigueiras (2003), quando os módulos operam com curvas $I \times V$ diferentes, o algoritmo MPPT do inversor é incapaz de rastrear simultaneamente o ponto ideal de todos eles, resultando em uma operação comprometida. Em casos mais severos, surgem múltiplos picos de potência, dificultando o trabalho do rastreador e elevando ainda mais as perdas energéticas. Em sistemas conectados à rede, esse efeito se traduz em redução da energia injetada ao longo do período de operação anual.

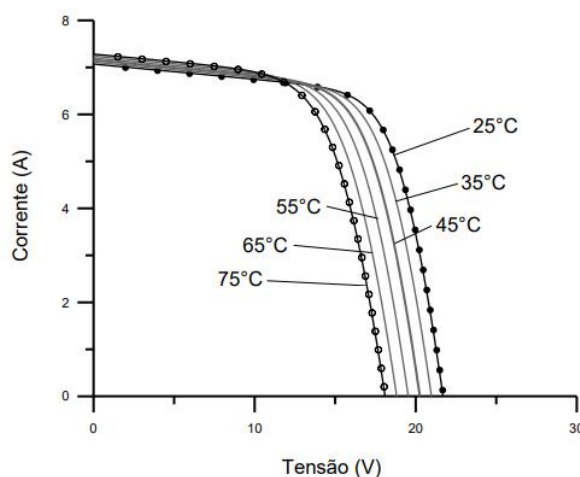
Afim de diminuir esse efeito podem ser adotadas estratégias como melhorar o arranjo elétrico dos módulos, utilizar módulos de mesma classe e tolerância, aplicar técnicas de agrupamento por similaridade, ou de forma similar a das perdas por sombreamento, e também adotar tecnologias MLPE. Conforme Pinho e Galdino (2014), microinversores e otimizadores de potência reduzem substancialmente o *mismatch*, pois permitem que cada módulo opere individualmente em seu próprio ponto de máxima potência, isolando o impacto do módulo de pior desempenho e aumentando a eficiência global do sistema.

2.4.3 Temperatura

A eficiência dos módulos fotovoltaicos depende significativamente das condições ambientais durante a operação, sobretudo da elevação da temperatura das células. Embora o desempenho nominal seja determinado em Condições Padrão de Teste (STC-*Standard Test Conditions*), sendo irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de 25°C e espectro AM 1.5, no campo os módulos quase sempre operam acima dessa temperatura, ocasionando perdas térmicas relevantes no rendimento diário do sistema (Pinho e Galdino, 2014).

O aumento da temperatura nas células fotovoltaicas, provocado tanto pela incidência de radiação solar quanto pelas características ambientais do local de instalação, modifica de maneira sensível o comportamento elétrico dos módulos. Segundo destaca Pereira *et al.* (2017), a elevação térmica provoca uma redução acentuada da tensão de operação das células, enquanto a corrente sofre apenas alterações leves e insuficientes para compensar a queda de tensão evidenciada nas curvas I-V. Como consequência direta, a potência entregue pelos módulos diminui progressivamente à medida que a temperatura se eleva, o que reforça a relevância dos coeficientes de temperatura fornecidos pelos fabricantes para estimar o desempenho real em campo. Esse efeito, ilustrado na Figura 12, demonstra a necessidade de estratégias adequadas de dissipação térmica para assegurar maior eficiência global dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 12 – Efeito da temperatura.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

A diminuição das perdas por temperatura em sistemas fotovoltaicos requer um conjunto de estratégias voltadas à melhoria da dissipação térmica e ao controle das condições de operação

dos módulos. Uma das medidas mais eficazes é garantir boa ventilação natural na face posterior dos painéis, evitando sua instalação diretamente sobre superfícies quentes ou sem espaçamento adequado, prática recomendada em manuais técnicos como observado por Pinho e Galdino (2014). Além disso, o uso de estruturas de fixação elevadas, que permitem maior circulação de ar, contribui significativamente para reduzir a temperatura de operação. Estudos nacionais, como os de Rüther (2004), também apontam que módulos com tecnologias de menor coeficiente térmico como alguns modelos de silício monocristalino e módulos de filme fino apresentam desempenho superior em regiões de alta irradiância e temperatura. Outras ações incluem a escolha de orientação e inclinação adequadas, evitando a exposição prolongada a superfícies refletoras que intensificam o aquecimento, e a implementação de sistemas de monitoramento, que permitem identificar anomalias térmicas e prevenir perdas adicionais. Esses cuidados asseguram maior estabilidade operacional e reduzem significativamente os impactos da temperatura sobre a produção energética.

3 METODOLOGIA

Para a realização deste estudo, foram analisadas duas usinas fotovoltaicas em operação, ambas localizadas na cidade de Recife-PE e instaladas sobre a mesma estrutura de cobertura. A primeira instalação é composta por um microinversor ao qual estão conectados quatro módulos fotovoltaicos. Já a segunda configuração utiliza um inversor do tipo *string*, associado a seis módulos, sendo cada um deles conectados a um otimizador de potência. Essa configuração permitiu comparar duas arquiteturas distintas de condicionamento de energia dentro do mesmo contexto físico e climático, eliminando variáveis externas que poderiam interferir na observação.

A avaliação foi conduzida mediante uma abordagem quantitativa, baseada em indicadores consolidados de desempenho de sistemas fotovoltaicos. Além disso, foi realizada uma análise das condições de sombreamento do local, considerando que essa variável impacta diretamente a eficiência da conversão fotovoltaica. Paralelamente, procedeu-se à análise do *datasheet* dos módulos, com o objetivo de avaliar a influência da temperatura nas perdas de desempenho, a partir das condições de ensaio fornecidas pelo fabricante. Os indicadores selecionados para esta comparação foram: produtividade específica (Y_f), rendimento de referência (Y_r), *performance ratio* (PR) e fator de capacidade (FC), que juntos oferecem uma visão abrangente do desempenho real das instalações e da eficiência global de cada configuração estudada.

Para caracterizar o recurso solar incidente nas duas instalações fotovoltaicas avaliadas, adotou-se como referência a base de dados de irradiação disponibilizada pelo sistema SunData, desenvolvido pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Essa plataforma reúne séries históricas de GHI- *Global Horizontal Irradiance* (irradiância global horizontal), DNI-*Direct Normal Irradiance* (irradiância direta normal) e DHI-*Diffuse Horizontal Irradiance* (irradiância difusa horizontal), permitindo uma análise abrangente das condições de disponibilidade energética da região de estudo. Os dados desse sistema são derivados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição, elaborado pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST/INPE), cuja construção envolveu o processamento de aproximadamente 17 anos de registros satelitais, entre 1999 e 2015, incorporando avanços em algoritmos de estimativa de irradiância.

Os dados operacionais utilizados nessa monografia foram obtidos diretamente nos sistemas de monitoramento das duas usinas fotovoltaicas avaliadas. Para a instalação equipada com microinversor, as informações de desempenho foram coletadas por meio da plataforma *S-Miles Enduser*, ambiente remoto disponibilizado pelo fabricante e responsável por registrar

grandezas elétricas e energéticas em nível de módulo. No caso da instalação composta por inversor *string* com otimizadores de potência, os dados foram extraídos da plataforma *FusionSolar*, fornecida também pelo próprio fabricante do equipamento, que possibilita o acesso remoto às medições, históricos de operação e parâmetros de desempenho do sistema como um todo.

Para garantir a comparabilidade entre as duas instalações, as informações analisadas corresponderam ao mesmo período de operação, compreendido entre setembro e novembro de 2025. Esse intervalo foi selecionado porque as duas usinas iniciaram suas atividades entre julho e agosto de 2025, assegurando que os sistemas fossem avaliados em condições equivalentes.

3.1 PRODUTIVIDADE ESPECÍFICA (Y_f)

A produtividade específica, representada por Y_f , é um indicador utilizado para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conforme a norma IEC (2021), que padroniza o monitoramento da performance energética. Esse índice expressa a quantidade de energia elétrica útil fornecida pelo sistema por unidade de potência nominal instalada, permitindo comparações precisas entre sistemas de diferentes portes ou tecnologias.

Portanto, é definido como a razão entre a energia entregue ao ponto de consumo ou à rede elétrica e a potência nominal do gerador fotovoltaico sob condições padrão de teste (STC-*Standard Test Conditions*)), sendo expressa em kWh/kWp, dado pela Eq. 1. Assim, o valor de Y_f corresponde ao número de “horas equivalentes de operação à potência nominal” que o sistema alcançou, refletindo de forma integrada, os efeitos de perdas por temperatura, sombreamento, conversão, cabeamento e demais fatores presentes na operação real (IEC, 2021).

$$Y_f = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{\text{Potência do Gerador (kWp)}} \quad (1)$$

A unidade resultante é kWh/kWp, que representa a quantidade de energia produzida por cada quilowatt-pico instalado. Utiliza-se esse índice para padronizar a avaliação do desempenho de diferentes sistemas, possibilitando comparações entre tecnologias, regiões, arranjos e condições climáticas distintas, sendo assim, quanto maior o valor de Y_f , maior é a capacidade do sistema de converter a radiação solar disponível em energia elétrica útil.

3.2 RENDIMENTO DE REFERÊNCIA (Yr)

Seguindo a mesma lógica aplicada ao cálculo da produtividade específica Y_f , a produtividade de referência (Y_r) tem como finalidade estabelecer um parâmetro capaz de comparar sistemas fotovoltaicos instalados em regiões submetidas a diferentes níveis de irradiância. Como explica Zilles *et al.* (2012), esse indicador é obtido pela razão entre a irradiância global medida no plano dos módulos dada pela Eq.2 e a irradiância de referência de 1.000 W/m^2 , correspondente às Condições Padrão de Teste (STC-*Standard Test Conditions*). Logo a Eq. 3 caracteriza o rendimento de Referência.

$$H_t \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = \text{Qnt. dias} * \text{Irradiação do dia} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) \quad (2)$$

$$Y_r = \frac{H_t(\text{kWh/m}^2)}{G_{ref}(\text{kW/m}^2)} \quad (3)$$

Onde H_t é a irradiância global no plano dos módulos e $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$. Assim, Y_r pode ser interpretado como o número de horas equivalentes em que o sistema teria operado sob irradiância padrão, refletindo exclusivamente o potencial climático disponível no local da instalação.

3.3 PERFORMANCE RATIO (PR)

A taxa de desempenho, também definida como *Performance Ratio* (PR), é um indicador que mede quão eficiente é um sistema fotovoltaico ao transformar a irradiação solar disponível em energia elétrica útil. Logo ela expressa a relação entre a energia realmente produzida pelo sistema e a energia que seria gerada caso ele operasse continuamente nas condições de referência STC (*Standard Test Conditions*), considerando a irradiação incidente no local. Matematicamente, o PR pode ser determinado pela razão entre a energia elétrica gerada no período analisado (em kWh) e o produto entre a irradiação incidente no plano dos módulos (kWh/m^2) e a potência nominal do sistema sob condições de teste (em kWp), assim expressa na Eq.4 (Villalva, 2012).

$$PR = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{\text{Irrad. Incidente}(\text{kWh/m}^2) * \text{Potência do Gerador (kWp)}} \quad (4)$$

3.4 FATOR DE CAPACIDADE (FC)

O fator de capacidade, representado por FC, aponta o quanto a produção real de energia se aproxima do potencial máximo que seria alcançado caso a instalação operasse continuamente

em sua potência nominal. De acordo com Zilles *et al.* (2012), esse indicador compara a energia efetivamente gerada com aquela que poderia ser produzida se o sistema permanecesse durante todo o intervalo analisado operando em sua potência máxima.

No contexto de usinas fotovoltaicas, essa potência nominal pode ser associada tanto ao conjunto de inversores quanto à potência de pico dos módulos, neste trabalho adota-se a potência nominal dos módulos por representar mais adequadamente as perdas distribuídas ao longo do sistema. Benedito (2009) explica que o fator de capacidade expressa em termos percentuais, quanto da energia que seria produzida sob operação ideal é realmente entregue pelo sistema. Assim, o FC é determinado pela razão entre a energia elétrica gerada no período e o produto da potência nominal do gerador fotovoltaico pelo intervalo de tempo considerado. Obtendo assim a Eq. 5:

$$Fc(\%) = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{(P_{\text{nominal}}(\text{kW})) * T(\text{h})} \quad (5)$$

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS

As duas usinas fotovoltaicas analisadas situam-se no município de Recife, Pernambuco, compartilhando as mesmas condições climáticas e padrões de irradiação solar ao longo do período observado. A planta equipada com microinversor (denominada UFV-M), apresentada na Figura 13 entrou em operação em 22 de agosto de 2025, enquanto o sistema composto por inversor *string* associado a otimizadores de potência (denominado UFV-ISO), demonstrados nas Figura 14 e Figura 15, iniciou sua operação em 24 de julho de 2025.

Figura 13 – Microinversor.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 14 – Inversor *string*.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 15 – Otimizadores de potência.



Fonte: Elaborada pela autora.

A Figura 16 ilustra a configuração física das instalações, evidenciando a separação entre as áreas destinadas a cada tecnologia. A parcela do lado direito da disposição destacada em cor vermelha, refere-se ao arranjo fotovoltaico de 4 módulos conectados por meio de microinversor (UFV-M). Já os 6 módulos fotovoltaicos do lado esquerdo, representada por amarela corresponde ao sistema vinculado ao inversor *string* com otimizadores (UFV-ISO).

Figura 16 – Foto da instalação da usina fotovoltaica.



Fonte: Elaborada pela autora.

Os módulos fotovoltaicos de ambas as usinas se encontram instalados sob as mesmas condições geométricas, apresentando ângulo de inclinação aproximado de 10° , o que assegura a equivalência das variáveis relacionadas à captação da irradiação solar. Essa uniformidade possibilita uma comparação mais precisa entre os desempenhos das tecnologias analisadas.

As principais características técnicas dos componentes utilizados em cada sistema estão apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2, organizada de forma padronizada, iniciando pela configuração com o microinversor, seguida da configuração composta por inversor *string* associado a otimizadores.

Tabela 1 – Especificação do sistema UFV-M.

UFV-M	
Módulos FV	
Marca	DMEGC Solar
Modelo	DM590M10T-B72HSW
Tecnologia	Monocristalino
Potência Módulo	590 W
Número de módulos	4
Inversor	
Marca	HOYMILES
Modelo	HMS-2000-4T
Eficiência	96,50%
Potência de saída	2000 W
Número de inversores	1
Qtd. MPPT Independente	4

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Tabela 2 – Especificações do sistema UFV-ISO.

UFV-ISO	
Módulos FV	
Marca	DMEGC Solar
Modelo	DM590M10T-B72HSW
Tecnologia	Monocristalino
Potência Módulo	590 W
Número de módulos	6
Inversor	
Marca	HUAWEI
Modelo	SUN2000- 3KTL-L1
Eficiência	98,30%
Potência de saída	3000 W
Número de inversores	1
Qtd. MPPT Independente	2
Otimizador	
Marca	HUAWEI
Modelo	SUN2000-450W
Eficiência	99.5%

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

4.2 DADOS METEOROLÓGICOS DO LOCAL

Assim como mencionado anteriormente, ambas as instalações estão posicionadas no mesmo ambiente físico, considera-se que os dois sistemas foram submetidos às mesmas condições de irradiação solar, sombreamento sazonal, cobertura de nuvens e demais variáveis climáticas. Para caracterizar o recurso solar disponível no local, foram obtidos os valores de irradiação média diária (em kWh/m².dia) por meio da plataforma *SunData*, disponibilizada pelo CRESESB, utilizando como referência as coordenadas geográficas latitude 8.0585710328016° S e longitude 34.950686879258° O. Os resultados extraídos para cada mês do ano estão apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Dados de irradiação retirados do *SunData*.

Ângulo	Inclin.	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horiz.	0° N	5,84	5,94	5,88	5,15	4,47	4,18	4,30	5,03	5,45	5,78	6,04	6,05	5,34	1,87
Ângulo igual à latitude	8° N	5,56	5,78	5,88	5,31	4,72	4,47	4,57	5,24	5,51	5,68	5,79	5,73	5,35	1,41
Maior média anual	5° N	5,68	5,85	5,89	5,26	4,63	4,37	4,48	5,17	5,50	5,73	5,89	5,89	5,36	1,52
Maior mínimo mensal	23° N	4,88	5,27	5,65	5,39	5,00	4,83	4,90	5,43	5,42	5,27	5,11	4,94	5,18	0,82

Fonte: CRESESB, 2025.

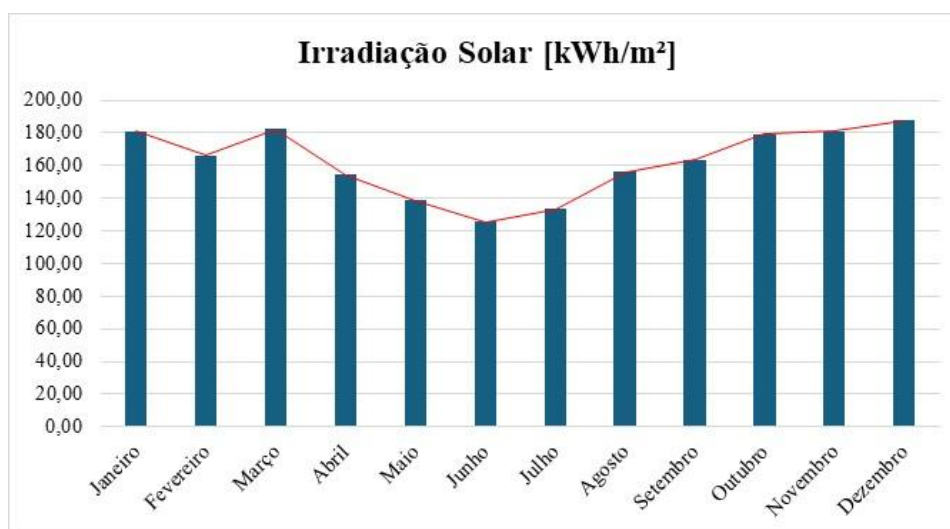
Para a determinação dos indicadores de performance, foi necessário converter os valores de irradiação média diária para irradiação mensal em kWh/m², através da Eq.2. Assim, os dados disponibilizados foram multiplicados pelo número de dias correspondente a cada mês, de modo a obter valores compatíveis com as etapas subsequentes de cálculo. Ressalta-se que os dados utilizados se referem à irradiação no plano horizontal, uma vez que para fins de análise comparativa e estabelecimento de referência, considera-se este plano como base padronizada de avaliação. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 3 e ilustrados na Figura 17.

Tabela 3 – Irradiação total mensal de 2025.

Mês	Irradiação [kWh/m ²]
Janeiro	181,04
Fevereiro	166,32
Março	182,28
Abril	154,50
Maio	138,57
Junho	125,40
Julho	133,30
Agosto	155,93
Setembro	163,50
Outubro	179,18
Novembro	181,20
Dezembro	187,55

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Figura 17 – Irradiação solar média mensal.



Fonte: Elaborada pela autora.

4.3 DADOS DE GERAÇÃO

Para a determinação dos indicadores de desempenho, torna-se indispensável o acesso aos valores de energia efetivamente gerada por cada sistema fotovoltaico ao longo do período analisado. Esses dados foram obtidos diretamente das plataformas de monitoramento disponibilizadas pelos respectivos fabricantes dos inversores, assegurando a rastreabilidade e a confiabilidade das informações utilizadas na avaliação comparativa.

Cabe destacar que devido à diferença de potência instalada entre as duas unidades estudadas, sendo o sistema UFV-ISO de 3 kW e o sistema UFV-M de 2 kW, se fez necessária

a normalização dos valores de geração. Para tal, aplicou-se um fator de correção na UFV_M, baseado na razão entre as potências nominais, expressa na Eq.6, permitindo a equiparação dos resultados e garantindo que a análise de performance fosse realizada em condições equivalentes de capacidade instalada.

$$G_C(\text{kWh}) = 1,5 * \text{Geração mensal do inversor de 200w (kWh)} \quad (6)$$

Os valores ajustados de energia gerada, após o devido tratamento metodológico, encontram-se apresentados na Tabela 4 , bem como representados pelas Figura 18 e Figura 19, facilitando a visualização das tendências de produção e a comparação entre as configurações analisadas.

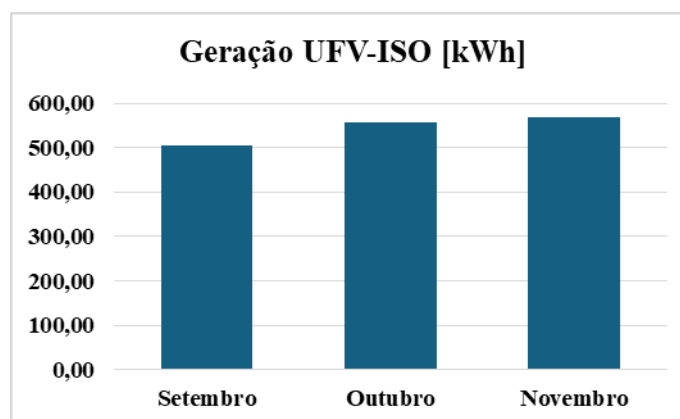
Tabela 4 – Dados de geração real.

Mês	UFV-ISO	UFV-M	
	Geração [kWh] – 3kW	Geração [kWh] – 2kW	Geração [kWh] - Corrigida
Setembro	503,66	335,28	502,92
Outubro	557,63	368,92	553,38
Novembro	569,53	375,86	563,79

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

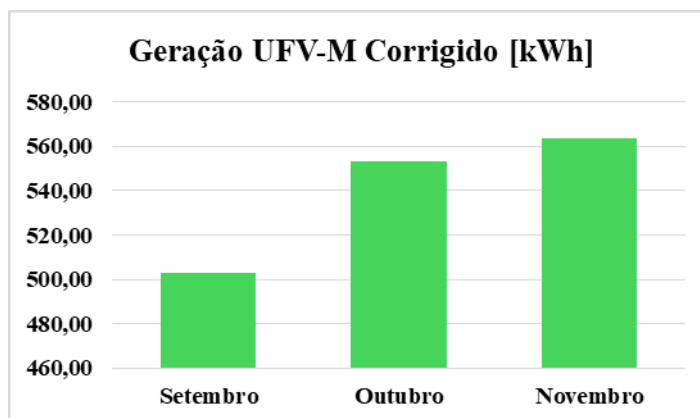
As Figura 18 e Figura 19 ilustram graficamente o comportamento da produção energética dos dois sistemas ao longo do trimestre estudado. Observa-se que as curvas seguem tendências semelhantes, o que era esperado, uma vez que ambos os arranjos fotovoltaicos se encontram submetidos às mesmas condições ambientais, incluindo irradiação solar, regime de ventos, nebulosidade e temperatura ambiente.

Figura 18 – Geração real UFV-ISO.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 19 – Geração real UFV-M (Corrigido).



Fonte: Elaborada pela autora.

De modo geral, verifica-se uma progressão crescente da energia gerada de setembro a novembro, fenômeno coerente com o padrão sazonal de irradiação para a região, caracterizado por um aumento gradativo da disponibilidade solar no final da estação seca. Essa coerência entre as tendências evidencia que as diferenças de desempenho entre os sistemas decorrem majoritariamente das características dos equipamentos e não de variações climáticas locais.

Além disso, o comportamento alinhado entre as duas séries demonstra que a correção aplicada ao UFV-M permite uma comparação técnica válida, preservando proporcionalidade e representatividade entre as potências instaladas.

4.4 INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS

4.4.1 Produtividade Específica (Yf)

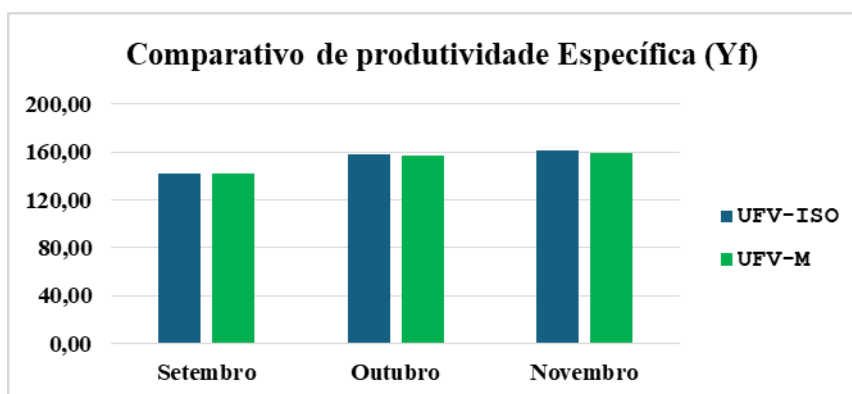
Com base nos valores de geração energética obtidos para as duas usinas fotovoltaicas ao longo de três meses, procedeu-se ao cálculo da produtividade específica conforme expressa na Eq.1. Esse indicador permite avaliar o desempenho relativo das instalações, uma vez que normaliza a energia produzida pela potência instalada, possibilitando uma comparação direta entre sistemas de diferentes capacidades.

Os valores de Yf para cada mês estão apresentados na Tabela 5, acompanhados da Figura 20, no qual se observa a evolução mensal da produtividade de ambas as usinas. A representação gráfica facilita a análise comparativa do comportamento operacional dos sistemas, evidenciando eventuais distinções de desempenho decorrentes das características tecnológicas e das condições ambientais às quais cada instalação está submetida.

Tabela 5 – Produtividade específica (Y_f).

PRODUÇÃO ESPECÍFICA (kWh/kWp)		
Mês	UFV-ISO	UFV-M
Setembro	142,28	142,07
Outubro	157,52	156,32
Novembro	160,88	159,26

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Figura 20 – Comparativo produtividade específica (Y_f).

Fonte: Elaborada pela autora.

A partir da comparação entre os valores médios de produtividade específica, verifica-se que o sistema equipado com otimizadores manteve desempenho ligeiramente superior ao arranjo com o microinversor ao longo de todo o período analisado. Embora as diferenças numéricas entre as usinas sejam pequenas, a repetição dessa tendência nos três meses avaliados evidencia maior consistência operacional do UFV-ISO, sugerindo que sua configuração apresenta melhor aproveitamento da irradiação disponível e menores perdas internas. Esse resultado reforça a indicação de que sistemas com otimização em nível de módulo podem oferecer ganhos discretos, porém contínuos, em termos de rendimento energético.

4.4.2 Rendimento de Referência (Y_r)

O indicador conhecido como Rendimento de Referência (Y_r) apresenta valores idênticos para ambas as usinas analisadas, uma vez que ambas estão submetidas às mesmas condições de irradiação global incidente no local de instalação. Dessa forma, não há diferença entre os sistemas quanto ao potencial teórico de conversão energética, pois o Y_r depende exclusivamente do recurso solar disponível e não das características tecnológicas dos equipamentos.

Aplicando a Eq. 3 e com base nos dados de irradiação obtidos para o período estudado, foram calculados os valores mensais do rendimento de referência, apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Rendimento de referência (Y_r).

Mês	Irradiação (HT) (KWh/m ²)	(Yr) Mensal (h)	(Yr) Médio Diário (h/Dia)
Setembro	163,5	163,5	5,45
Outubro	179,18	179,18	5,78
Novembro	181,2	181,2	6,04

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Observa-se que o local apresenta valores médios de horas de sol pleno equivalentes entre 5,45 h/dia e 6,04 h/dia no período analisado. Esses valores foram obtidos a partir da divisão do rendimento de referência mensal (Y_r) pelo número de dias de cada mês considerado. Dessa forma, para o mês de setembro, que possui 30 dias, o valor mensal de 163,5 h resulta em aproximadamente 5,45 h/dia. Para outubro, com 31 dias, o valor mensal de 179,18 h corresponde a cerca de 5,78 h/dia. Já no mês de novembro, que também possui 30 dias, o valor mensal de 181,2 h resulta em aproximadamente 6,04 h/dia. Assim, esses valores representam a média diária de horas equivalentes de irradiância padrão disponível no local durante o período analisado.

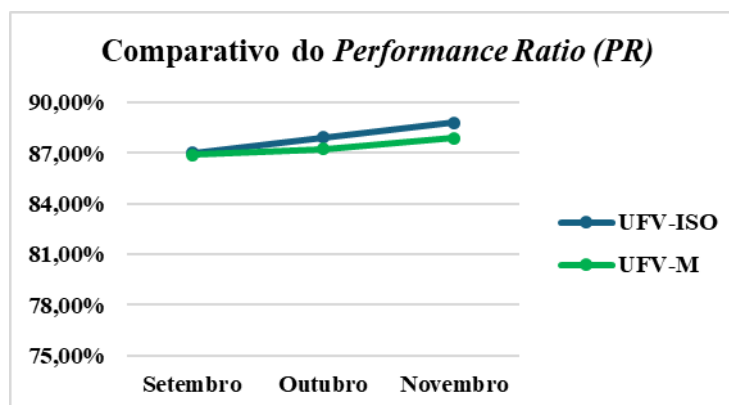
4.4.3 Performance Ratio (PR%)

O índice de *Performance Ratio* foi determinado para ambas as usinas por meio da aplicação da Eq. 4, utilizando-se os valores mensais de produtividade específica e de rendimento de referência previamente obtidos. Os resultados consolidados estão apresentados na Tabela 7 e ilustrados na Figura 21, permitindo uma análise comparativa do desempenho operacional das duas configurações fotovoltaicas ao longo do período avaliado. Essa comparação possibilita observar como cada sistema converte a energia disponível em energia útil, considerando as perdas inerentes a cada tecnologia.

Tabela 7 – Performance ratio (PR%).

PERFORMANCE DE RATIO (PR)		
Mês	UFV-ISO	UFV-M
Setembro	87,02%	86,89%
Outubro	87,91%	87,24%
Novembro	88,91%	87,89%

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Figura 21 – Comparativo *performance ratio* (PR%).

Fonte: Elaborada pela autora.

A análise dos índices de PR demonstra que ambos os sistemas apresentaram comportamentos semelhantes ao longo do período avaliado, com variações mensais de pequena magnitude. Observa-se, contudo, uma tendência consistente de melhor desempenho do UFV-ISO, que registrou valores de PR pouco melhores nos três meses analisados. Esse comportamento indica que o sistema equipado com otimizadores apresenta menor sensibilidade às perdas internas e maior capacidade de conversão efetiva da energia incidente em energia útil, reforçando sua eficiência operacional em comparação ao arranjo baseado com o microinversor. Esses resultados sugerem que, embora o sistema com microinversor tenha produtividade específica ligeiramente inferior, ele apresenta eficiência interna competitiva, especialmente em condições mensais com menor influência de perdas elétricas internas.

4.4.4 Fator de Capacidade (FC%)

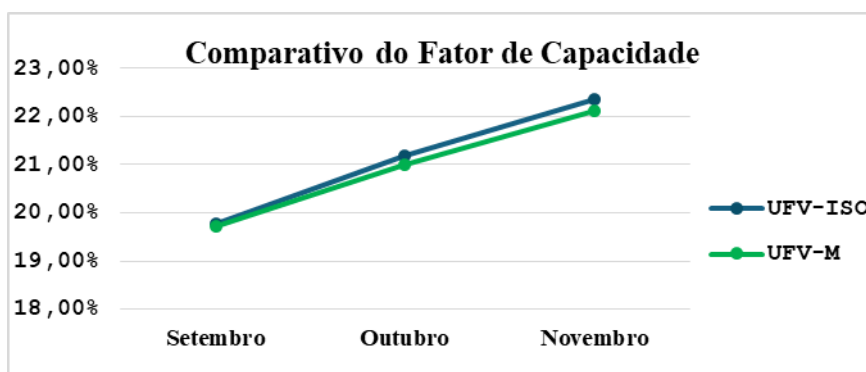
Com base nos dados de geração efetiva obtidos para ambas as usinas fotovoltaicas e mediante a aplicação da Eq. 5, foi possível determinar os valores do Fator de Capacidade (FC) para cada mês do período analisado. Os resultados mensais, bem como a média calculada para o intervalo de estudo, encontram-se apresentados na Tabela 8, acompanhados da Figura 22, que permite uma avaliação comparativa do desempenho entre as duas configurações de geração.

Tabela 8 – Fator de capacidade (FC%).

FATOR DE CAPACIDADE (FC%)		
Mês	UFV-ISO	UFV-M
Setembro	19,76%	19,73%
Outubro	21,17%	21,01%
Novembro	22,35%	22,12%

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

Figura 22 – Comparativo do fator de capacidade (FC%).



Fonte: Elaborada pela autora.

A análise dos valores obtidos possibilita identificar diferenças de performance entre os arranjos UFV-ISO e UFV-M, considerando o quanto cada sistema operou próximo de sua capacidade máxima teórica ao longo do tempo. Essa comparação torna-se especialmente relevante para compreender como características construtivas, eletrônicas e operacionais de cada arquitetura influenciam o aproveitamento energético sob as mesmas condições ambientais.

Os resultados referentes ao FC evidenciam que ambos os sistemas apresentam comportamento muito semelhante ao longo dos meses analisados. Observa-se que embora o UFV-ISO apresente valores ligeiramente superiores em todas as medições, a diferença entre as duas configurações é marginal. A evolução mensal demonstra que ambos respondem de forma praticamente equivalente às condições de disponibilidade energética do local, mantendo padrões de desempenho paralelos. Essa proximidade aponta que independentemente da topologia de conversão, seja inversor *string* com otimizadores ou microinversores, o potencial solar incidente é convertido de maneira comparável, refletindo desempenho energético consistente entre as duas instalações.

4.5 ANÁLISE DE SOMBREAMENTO DO LOCAL

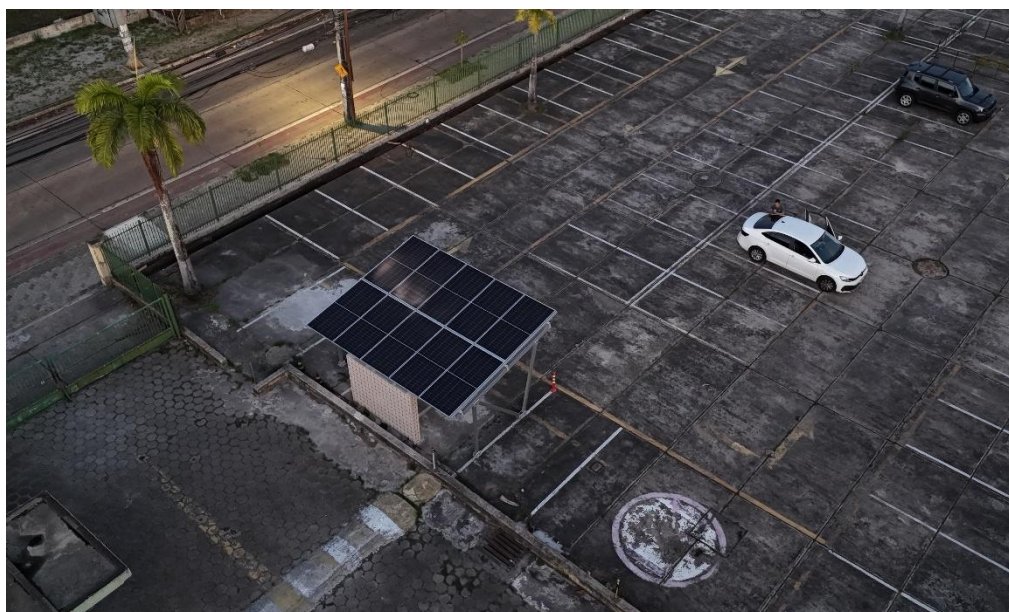
A partir da análise visual da estrutura fotovoltaica apresentada nas Figura 23 e Figura 24, observa-se que o local destinado à instalação apresenta condições amplamente favoráveis para a geração solar. A cobertura metálica que suporta os módulos fotovoltaicos está situada em uma área aberta do estacionamento, sem edificações altas ou elementos estruturais próximos que possam ocasionar sombreamento significativo ao longo do dia.

Figura 23 – Foto do lado esquerdo do sistema.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 24 – Foto da vista superior do sistema.



Fonte: Elaborada pela autora.

A vegetação ao redor consiste em árvores altas localizadas a uma distância de 4 metros da estrutura. Embora uma palmeira esteja relativamente próxima, sua copa estreita e elevada reduz substancialmente a possibilidade de projetar sombra diretamente sobre os módulos, especialmente considerando a orientação e inclinação da cobertura. Nos demais arredores, as árvores observadas apresentam distância suficiente para não interferir de forma relevante na incidência solar. Além disso, a estrutura não possui elementos anexos como antenas ou

equipamentos elevados que possam obstruir o recebimento de irradiância. A instalação elétrica e o inversor posicionados na parede centralizada encontram-se em altura adequada e não causam qualquer sombreamento sobre a superfície dos módulos.

Em ambas as imagens, verifica-se que a região superior da cobertura permanece totalmente exposta à luz solar, reforçando que a probabilidade de ocorrência de sombreamento relevante é mínima. Assim, a área analisada demonstra condições adequadas e estáveis para o desempenho eficiente do sistema fotovoltaico.

4.6 ANÁLISE DA TEMPERATURA

Por meio da análise do *datasheet* do módulo fotovoltaico DMEGC de 590 W, que se encontra no Anexo B, identificou-se que o equipamento apresenta coeficiente térmico de potência de $-0,29 \text{ }^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$. Adicionalmente, com base nos dados meteorológicos disponibilizados pela plataforma *Weather Spark* (2025), verificou-se que, no município do Recife, o período entre setembro e novembro apresentou temperaturas médias diurnas variando entre $30 \text{ }^\circ\text{C}$ e $31 \text{ }^\circ\text{C}$. Dessa forma, tais condições resultam em perdas térmicas sistemáticas superiores às condições de teste padronizadas estabelecidas a $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Embora a temperatura ambiente em Recife seja relativamente constante, a temperatura operacional dos módulos é consideravelmente superior à temperatura do ar, podendo atingir entre $50 \text{ }^\circ\text{C}$ e $65 \text{ }^\circ\text{C}$ em condições reais de campo. Isso corresponde a um acréscimo térmico de aproximadamente $25 \text{ }^\circ\text{C}$ a $40 \text{ }^\circ\text{C}$ em relação aos $25 \text{ }^\circ\text{C}$ das condições de teste, resultando em perdas estimadas entre 7,25% e 11,6% na potência máxima dos módulos, conforme o coeficiente térmico informado pelo fabricante.

Nos resultados comparativos entre as duas tecnologias avaliadas, as perdas térmicas equivalentes permitem analisar com maior clareza o comportamento intrínseco de cada forma de conversão. Como ambos os sistemas utilizam módulos idênticos, o coeficiente térmico afeta igualmente a potência instantânea dos painéis. Assim, as diferenças de desempenho registradas ao longo do período não são decorrentes do efeito térmico em si, mas da forma como cada tecnologia lida com a redução de performance causada pelo aumento da temperatura e pela variação da irradiância.

No sistema com microinversores, o rastreamento do ponto de máxima potência ocorre individualmente em cada módulo. Isso possibilita que cada unidade opere no seu ponto ideal mesmo diante de diferenças locais de aquecimento, variações de irradiância, sombreamentos pontuais ou pequenos desajustes entre módulos. Essa autonomia na conversão reduz a

influência de desequilíbrios térmicos dentro do arranjo, além de evitar a elevação da tensão no barramento CC, já que a conversão ocorre diretamente em CA no local do módulo.

No sistema *string* associado a otimizadores, o rastreamento do ponto de máxima potência também ocorre individualmente em cada módulo, garantindo que cada painel seja ajustado conforme suas próprias condições térmicas e de irradiância. Entretanto, diferentemente dos microinversores, a conversão CC–CA é centralizada no inversor *string*, cuja eficiência ainda que elevada também sofre variações de acordo com temperatura interna dos componentes eletrônicos. Em cenários de alta carga térmica, a dissipação de calor e a gestão térmica do inversor podem influenciar levemente a eficiência global do sistema. Dessa forma, as medições de geração mostram que ambos os sistemas sofrem a mesma perda térmica inicial, decorrente do coeficiente de $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$. Contudo, a forma como cada tecnologia responde às mudanças instantâneas de irradiância e de temperatura pode produzir pequenas diferenças de desempenho.

4.7 VANTAGENS E LIMITAÇÕES SOBRE AS DUAS TECNOLOGIAS

A escolha entre microinversores e inversores *string* associados a otimizadores envolve não apenas diferenças no desempenho energético, mas também características específicas relacionadas à manutenção, ao monitoramento e à flexibilidade de instalação. Esses fatores são essenciais para a definição da solução mais adequada, especialmente em sistemas de pequeno porte instalados em ambientes urbanos, onde condições não ideais de irradiação, espaço disponível e acessibilidade são comuns.

4.7.1 Manutenção e Segurança Operacional

Do ponto de vista da Manutenção, os microinversores apresentam a vantagem inerente da modularidade e da segurança. Existem microinversores que podem se conectar de 1 até 8 módulos, cada grupo de módulos possui seu próprio conversor CA, o que facilita a identificação de falhas em nível granular e reduz o impacto de eventuais defeitos sobre o desempenho global do sistema. Além disso, a falha de um microinversor afeta apenas o grupo de módulos correspondente, mantendo a operação dos demais e isolando o problema.

No aspecto de segurança, os microinversores operam o arranjo em baixa tensão de corrente contínua CC $\sim 40\text{V}$ a 80V no telhado, ficam dentro do que especifica a NBR 17193, pois a conversão para CA ocorre localmente. Isso minimiza o risco de arcos elétricos CC de alta tensão, o que é um fator importante para a proteção do patrimônio e a segurança das equipes de manutenção e de combate a incêndios.

Em contrapartida, essa característica de descentralização implica um maior número de unidades eletrônicas no telhado, o que potencializa a necessidade de intervenções em locais de difícil acesso. Consequentemente, o custo operacional e o tempo de inatividade para manutenção corretiva tendem a ser mais elevados em comparação com sistemas centralizados, devido à logística de acesso ao módulo e à substituição do componente.

Nos sistemas *string* com otimizadores, embora o inversor concentre a conversão CA em um único equipamento localizado em área técnica de fácil acesso (paredes), o arranjo permanece parcialmente dependente da integridade da unidade central. Uma falha no inversor *string* principal resulta na interrupção total da geração até que o equipamento seja substituído ou reparado. Os otimizadores, por outro lado, também aumentam a granularidade do monitoramento e mitigam problemas individuais nos módulos, mas adicionam componentes eletrônicos que também podem demandar manutenção no telhado, similar aos microinversores. Esses incorporam o recurso de Desligamento Rápido (*Rapid Shutdown*), reduzindo a tensão CC do *string* a níveis seguros quando o inversor é desligado, conferindo um alto grau de segurança.

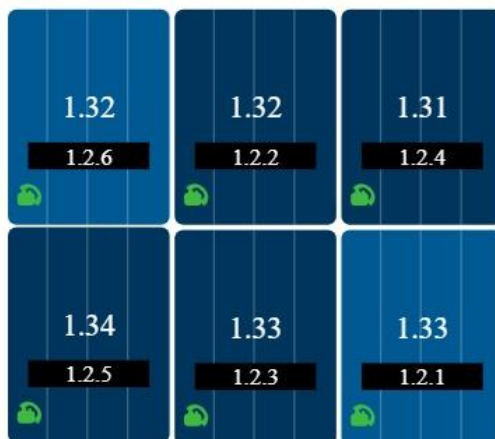
4.7.2 Monitoramento e Diagnóstico Operacional

Em relação ao monitoramento, ambas as tecnologias oferecem supervisão em nível de módulo, um avanço significativo em relação aos sistemas *string* convencionais. Sendo assim, os microinversores realizam esse acompanhamento de forma padrão e autônoma em cada unidade, permitindo o rastreamento detalhado da performance individual e uma precisão máxima no diagnóstico operacional. Essa autonomia facilita a identificação imediata e a geolocalização de qualquer anomalia.

Os sistemas de inversor *string* com otimizadores também possibilitam esse detalhamento, embora a estrutura do monitoramento seja dependente da comunicação entre os otimizadores (que coletam os dados de MPPT) e o inversor central (que atua como centro de dados e comunicação com a rede). Em ambos os casos, a capacidade de monitoramento módulo a módulo favorece estratégias de manutenção preditiva e preventiva, otimizando as visitas técnicas.

As Figura 25 e Figura 26 apresentam capturas de tela das interfaces das plataformas de monitoramento dos sistemas UFV-ISO e UFV-M, respectivamente, nas quais é possível observar a energia elétrica acumulada até as 11h30 de um dia representativo, expressa em kWh.

Figura 25 – Geração UFV-ISO.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 26 – Geração UFV-M.

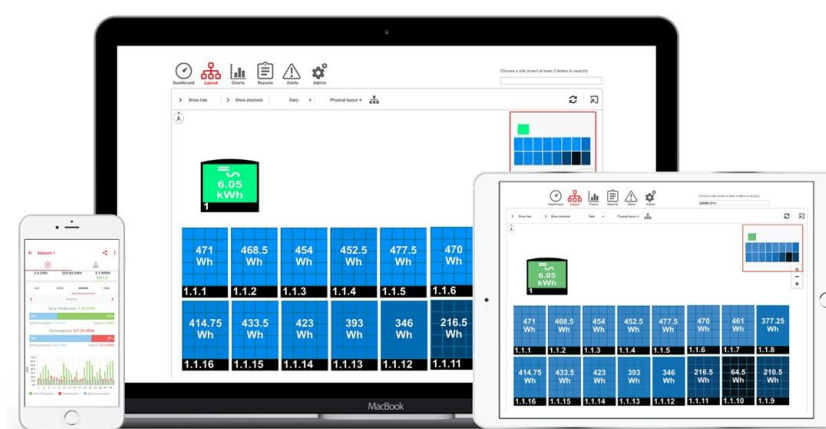


Fonte: Elaborada pela autora.

A Figura 27 apresenta um exemplo de plataforma de monitoramento de sistemas fotovoltaicos, acessível por diferentes dispositivos, como computadores, tablets e smartphones, permitindo o acompanhamento em tempo real do desempenho da usina. A interface exibe a produção total de energia do sistema e os dados individuais de geração de cada módulo ou microinversor, geralmente organizados em forma de matriz que representa a disposição física dos painéis na instalação. Cada célula apresenta os valores de energia gerada em determinado

período, possibilitando identificar rapidamente variações de desempenho entre os módulos. Por meio desse sistema de monitoramento, torna-se possível identificar e acompanhar de forma precisa módulos com baixo rendimento ou comportamento anormal, o que contribui para um planejamento mais eficiente das manutenções preventivas e corretivas. Essa capacidade de diagnóstico favorece a redução dos custos operacionais, pois permite melhor aproveitamento da mão de obra e otimização do tempo dedicado às atividades de manutenção, contribuindo para maior confiabilidade e eficiência na operação do sistema fotovoltaico.

Figura 27 – Representação de módulo com baixo rendimento.



Fonte: Adaptada de Solaredge, 202-.

4.7.3 Flexibilidade de Instalação e Design

No que diz respeito à flexibilidade de instalação, os microinversores se sobressaem pela independência elétrica total entre os módulos. Isso significa que eles oferecem máxima liberdade de *design*, permitindo que módulos com diferentes orientações, inclinações e, até mesmo, potências sejam instalados dentro de um mesmo arranjo sem impacto relevante no desempenho global (já que o MPPT e a conversão CA são feitos no ponto de geração). Essa característica é particularmente relevante em telhados complexos, segmentados ou com múltiplas águas.

Já os sistemas *string* com otimizadores apresentam uma flexibilidade intermediária. Embora cada módulo opere sob o MPPT independente via otimizador, a configuração do arranjo CC ainda obedece às restrições de tensão V_{CC} e corrente I_{CC} mínimas e máximas exigidas pelo inversor *string* central. Isso significa que na fase de projeto o número de módulos por *string* e o balanceamento das tensões devem ser rigidamente respeitados, reduzindo parcialmente a liberdade de projeto em comparação com a arquitetura totalmente modular dos microinversores. O Quadro 2 mostra de forma sintetizada as vantagens de cada sistema.

Quadro 2 – Comparativo das vantagens.

Característica	Microinversores (MI)	Inversor String com Otimizadores de Potência (OPT)
Manutenção (Acesso)	Manutenção distribuída por módulo, sem dependência de um único equipamento central.	Manutenção concentrada no inversor <i>string</i> , instalado em local de fácil acesso.
Manutenção (Segurança DC)	Operação em baixa tensão CC no telhado, reduzindo riscos de choque elétrico e arco elétrico.	Possibilidade de redução da tensão CC para níveis seguros (1V) em situações de emergência.
MPPT	Rastreamento do ponto de máxima potência individual por módulo.	MPPT realizado em nível de módulo por meio dos otimizadores.
Monitoramento	Monitoramento individual detalhado de cada módulo, permitindo diagnóstico preciso de falhas.	Monitoramento individual dos módulos, centralizado no inversor.
Flexibilidade de Design	Permite diferentes orientações, inclinações e potências de módulos no mesmo sistema.	Permite diferentes orientações e inclinações, respeitando os limites do inversor <i>string</i> . (Número mínimo e máximo de otimizadores/módulos por <i>string</i>)
Escalabilidade	Modularidade total, com fácil expansão por adição de novos módulos.	Expansão possível dentro da capacidade nominal do inversor <i>string</i> .

Fonte: Elaborado pela autora, 2025.

4.7.4 Limitações das tecnologias

Apesar das vantagens operacionais, ambas as tecnologias apresentam limitações específicas. Nos sistemas com microinversor, a principal restrição está associada à maior complexidade da manutenção corretiva, uma vez que os equipamentos eletrônicos se encontram instalados diretamente no telhado, expostos a condições ambientais adversas, o que pode demandar maior tempo e custo para intervenções. Além disso, o elevado número de unidades eletrônicas distribuídas tende a aumentar o custo inicial do sistema, sobretudo em instalações de maior porte. Por sua vez, o sistema *string* associado a otimizadores de potência apresenta dependência de um inversor central, cuja falha pode comprometer a geração de todo o arranjo, além de o sistema permanece sujeito a limitações elétricas relacionadas às faixas de tensão e potência do inversor *string*, restringindo a flexibilidade de expansão e de configuração do sistema.

4.8 DISCUSSÕES E ANÁLISE

A avaliação mensal dos indicadores de desempenho demonstra que o comportamento dos dois sistemas fotovoltaicos acompanha diretamente as oscilações de irradiação solar observadas no período de estudo. Esse alinhamento entre a disponibilidade do recurso solar e a resposta energética das instalações era esperado, especialmente considerando as características climáticas de Recife-PE, onde a alternância entre meses de maior nebulosidade e períodos de céu mais limpo influencia na geração fotovoltaica. Assim, os gráficos elaborados refletem essa sazonalidade, evidenciando padrões semelhantes entre si.

Quando se realiza a comparação entre os desempenhos do UFV-ISO e do UFV-M, observa-se que as curvas dos indicadores apresentam trajetórias paralelas ao longo dos três meses analisados. Isso indica que, apesar das diferenças entre as tecnologias inversor *string* com otimizadores e microinversores ambas as instalações responderam de forma semelhante às mesmas condições ambientais, sem apresentar desvios expressivos de comportamento. Dessa forma, as distinções observadas entre os sistemas derivam predominantemente das características intrínsecas das formas de conversão.

No que se refere à Produtividade Específica, os valores obtidos para ambas as usinas se situam dentro do intervalo esperado para regiões de alta disponibilidade de recurso solar. Segundo dados do Global Solar Atlas (2025), a produtividade média mensal para a cidade de Recife é de aproximadamente 130,17 kWh/kWp, o que reforça a conformidade do desempenho observado. Embora o UFV-ISO apresente resultados levemente superiores aos do UFV-M ao longo dos três meses analisados, essa diferença permanece modesta, indicando que ambas as usinas convertem de forma eficiente a irradiação local.

Em relação ao *Performance Ratio*, ambos os sistemas registraram valores dentro ou acima do intervalo frequentemente reportado para instalações residenciais no Brasil, usualmente entre 70% e 80% (Silveira, 2020). O UFV-ISO manteve índices sistematicamente superiores, indicando menor incidência de perdas internas e melhor correlação entre a energia disponível no plano dos módulos e a energia efetivamente entregue. A estabilidade desse comportamento reforça a adequada integração entre os componentes do sistema com otimizadores.

Por sua vez, o Fator de Capacidade apresentou convergência significativa entre as duas usinas, com valores muito próximos mês a mês. Essa proximidade demonstra que independentemente da tecnologia de conversão, ambos os sistemas conseguem aproveitar de forma equivalente o potencial energético do local. É importante destacar que os valores

encontrados estão acima da média nacional, pois conforme Benedito (2009) tipicamente entre 13% e 18% para sistemas de geração distribuída, o que confirma tanto a qualidade do recurso solar de Recife quanto o bom desempenho operacional das instalações.

A Tabela 9 sintetiza os valores médios dos três indicadores de desempenho: Yf, PR e FC, permitindo uma análise comparativa mais objetiva entre as duas configurações estudadas. Ressalta-se que conforme discutido no Tópico 4.4.2, o índice de Rendimento assume valores idênticos para ambas as usinas, dado que estão submetidas às mesmas condições de irradiação global incidente no local de instalação. Observa-se, portanto, que ao longo dos meses de setembro, outubro e novembro, a UFV-ISO apresentou desempenho um pouco superior ao da UFV-M em todos os indicadores analisados, sendo as diferenças percentuais pequenas.

Tabela 9 – Comparação dos indicadores.

	UFV-ISO	UFV-M	DIFERENÇA %
Produção Específica	153,56	152,55	0,66%
<i>Performace Ratio</i>	0,88	0,87	0,65%
Fator de Capacidade	21,09	20,77	0,66%

Fonte: Elaborada pela autora, 2025.

No caso da produtividade específica, o UFV-ISO apresentou média aproximada de 153,56 kWh/kWp, enquanto o UFV-M registrou 152,55 kWh/kWp, indicando uma diferença relativa de cerca de 0,66%. Esse resultado revela maior regularidade operacional do sistema equipado com otimizadores, com menor influência de perdas internas ao longo do trimestre.

Resultado semelhante é observado para o *Performance Ratio*, no qual o UFV-ISO atingiu média de 88%, enquanto o UFV-M alcançou 87%, diferença em torno de 0,65%. Ainda que pequena, essa superioridade consistente reforça a maior eficiência do UFV-ISO na conversão da irradiação incidente em energia elétrica útil.

Quanto ao Fator de Capacidade, os valores médios foram praticamente equivalentes: 21,09% para o UFV-ISO e 20,95% para o UFV-M. A diferença percentual apenas de 0,66% evidencia que ambas as arquiteturas exploram de maneira praticamente idêntica o potencial energético natural disponível.

Considerando o conjunto dos indicadores, conclui-se que o UFV-ISO apresentou desempenho ligeiramente superior ao longo do período analisado. Embora a diferença observada tenha sido de apenas 0,66%, a consistência dos resultados ao longo dos três meses sugere uma variação marginal de desempenho, insuficiente para caracterizar vantagem operacional significativa. Dessa forma, os valores muito próximos indicam que ambos os

sistemas apresentam desempenho equivalente e plenamente compatível com as condições climáticas e de irradiação características de Recife–PE.

A análise dos efeitos de temperatura demonstra que ambos os sistemas avaliados sofrem perdas térmicas equivalentes, decorrentes do coeficiente de $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$ do módulo de 590 W. Com temperaturas operacionais variando entre 50°C e 65°C , estima-se reduções entre 7,25% e 11,6% na potência máxima, afetando de forma uniforme as duas arquiteturas. Além disso, a irradiância apresentou baixa variabilidade ao longo do período, com valores médios mensais entre 179,18 e 181,20 kWh/m², o que favoreceu uma comparação isenta de interferências externas significativas. Assim, as diferenças de desempenho observadas resultam principalmente da capacidade de cada tecnologia de responder a variações rápidas de irradiância e a desequilíbrios térmicos pontuais, e não de desigualdades no recurso solar disponível.

No que se refere às vantagens e limitações das tecnologias analisadas, verifica-se que os microinversores oferecem maior autonomia operacional, uma vez que cada módulo possui conversão e MPPT dedicados, proporcionando resposta mais ágil às variações de irradiância, mitigando a propagação de falhas e ampliando a flexibilidade de instalação. Esses benefícios, entretanto, estão associados à presença de um maior número de unidades eletrônicas distribuídas no telhado, o que pode elevar a necessidade de intervenções corretivas. Por outro lado, o sistema *string* com otimizadores combina MPPT em nível de módulo com conversão centralizada em área técnica, facilitando o acesso aos equipamentos, reduzindo a exposição de componentes às condições ambientais adversas e simplificando a manutenção, embora mantenha dependência do inversor central, cuja falha implica a perda total da geração da *string*. Assim, apesar de ambos os sistemas permitirem monitoramento individualizado e diminuição de perdas por *mismatch*, os microinversores tendem a apresentar maior robustez frente a variabilidades locais, enquanto o arranjo *string* com otimizadores se destaca pela acessibilidade dos equipamentos e pela menor complexidade de manutenção.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo analisar comparativamente o desempenho de duas usinas fotovoltaicas instaladas no IFPE – Campus Recife, diferenciadas pela tecnologia de conversão adotada: microinversores e inversor *string* associado a otimizadores de potência. A análise foi conduzida de forma estruturada, considerando aspectos técnicos, ambientais e operacionais que influenciam diretamente a performance dos sistemas, possibilitando avaliar, de maneira objetiva como cada tecnologia se comporta em condições reais de operação, sob a mesma incidência de irradiância, geometria de instalação e condições climáticas.

A fundamentação teórica permitiu compreender os princípios físicos envolvidos na conversão fotovoltaica, bem como os efeitos ambientais que afetam o desempenho dos módulos, incluindo temperatura, sombreamento parcial, *mismatch* e perdas térmicas. Também foi destacado o papel crescente das tecnologias MLPE no contexto da geração distribuída, especialmente diante das exigências normativas introduzidas pela ABNT NBR 17193 (2025), que reforça a adoção de soluções que assegurem maior segurança operacional e mecanismos de desligamento rápido. Esses elementos contribuíram para contextualizar a relevância de comparar microinversores e otimizadores em um cenário de crescente demanda por eficiência, monitoramento em nível de módulo e confiabilidade dos sistemas.

A metodologia adotada baseou-se na quantificação de alguns dos indicadores de desempenho definidos pela IEC 61724-1 (2021), a saber: Produtividade Específica, Rendimento de Referência, *Performance Ratio* e Fator de Capacidade. A utilização dessas referências normativas assegurou consistência na avaliação e permitiu a comparação direta entre as tecnologias, independentemente da potência nominal instalada. Os dados de irradiação foram obtidos no *SunData/CRESESB*, garantindo precisão quanto ao recurso solar disponível no período analisado, enquanto os dados de geração foram coletados diretamente nas plataformas dos fabricantes, assegurando rastreabilidade e fidelidade às grandezas monitoradas em campo.

Os resultados demonstraram que ambos os sistemas apresentaram desempenho coerente com a disponibilidade de irradiância ao longo do período analisado e responderam de forma estável às condições ambientais da região. A usina equipada com inversor *string* associado a otimizadores apresentou desempenho levemente superior nos três meses avaliados, com diferenças inferiores a 1% nos indicadores. Tal diferença, embora muito discretas, caracterizam apenas uma variação marginal de desempenho, insuficiente para indicar vantagem operacional significativa entre as os sistemas. Por sua vez, os microinversores apresentaram resultados

muito próximos, com elevada consistência na produção e adequada resposta às variações de irradiância e temperatura, evidenciando estabilidade e confiabilidade operacional.

A comparação qualitativa entre as tecnologias evidenciou vantagens particulares em cada uma. Os microinversores mostraram maior modularidade, monitoramento individualizado e eliminação de tensões CC elevadas, características que aumentam a segurança da instalação e facilitam a manutenção, especialmente em telhados residenciais ou sistemas de menor porte. Por sua vez, o sistema com inversor *string* associados a otimizadores demonstrou elevada eficiência global, boa integração entre os módulos e o inversor e maior robustez eletroeletrônica, resultando no ligeiro ganho energético observado. Esses resultados reforçam que a escolha entre os dois sistemas não deve se basear apenas na performance energética, mas sim nas particularidades de cada projeto, características do ambiente de instalação, nível de segurança requerido, monitoramento desejado e requisitos normativos.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que ambas as tecnologias são plenamente viáveis, eficientes e adequadas para aplicações em geração distribuída, apresentando desempenho robusto mesmo sob condições ambientais típicas da região Nordeste. A diferença marginal entre as curvas analisadas confirma que quando as condições geométricas e de irradiância são equivalentes, a performance das duas soluções tende a convergir, e a decisão pela topologia mais adequada deve considerar aspectos complementares como segurança, modularidade, facilidade de instalação e requisitos operacionais.

Dessa forma, este estudo contribui para o entendimento técnico dos dois tipos de sistemas de conversão fotovoltaica e oferece subsídios relevantes para projetistas, integradores e instituições que buscam selecionar a tecnologia mais alinhada às suas necessidades. Os resultados apresentados reforçam a maturidade das tecnologias avaliadas e evidenciam o papel estratégico dos sistemas fotovoltaicos na expansão da matriz elétrica brasileira, especialmente em um contexto de crescimento da geração distribuída e de exigências crescentes por segurança, eficiência e qualidade da energia produzida.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a ampliação do período de monitoramento para abranger um ciclo anual completo, permitindo uma análise mais abrangente da influência das variações sazonais de irradiância e temperatura no desempenho das tecnologias avaliadas. Além disso, estudos que incluam outros tipos de telhados e cenários controlados de sombreamento parcial, avaliação detalhada das perdas térmicas em campo, análise econômica comparativa considerando indicadores como o *payback*, e a investigação do comportamento dos sistemas diante das exigências de segurança da ABNT NBR 17193 (2025) podem contribuir para uma compreensão ainda mais aprofundada das vantagens e limitações

de cada solução. A incorporação de medições adicionais, como temperatura real dos módulos e curvas I–V em condições operacionais, também se apresenta como uma oportunidade relevante para aprimorar a precisão das análises e fortalecer o embasamento técnico de estudos futuros.

REFERÊNCIAS

- ABB. **Centrais fotovoltaicas**: tecnologia de ponta: do sol à tomada. [S.l.]: ABB, 2019. (Technical Application Paper). Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/97ae120e31014fb7a8b510d85062341b/Technical%20Application%20Paper%20-%20Centrais%20Fotovoltaicas.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2025.
- ABE, Caio Felipe; DIAS, João Batista. Avaliação do impacto de sombreamentos parciais em um sistema fotovoltaico com microinversor. **Revista Liberato**, v. 20, n. 34, p. 199–208, 2019. DOI: 10.31514/rliberato.2019v20n34.p199. Disponível em: <https://revista.liberato.com.br/index.php/revista/article/view/611>. Acesso em 11 nov. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.000/2021 – Condições gerais de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.059/202023 – Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482/2012 – Condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia**. Brasília: ANEEL, 2012.
- ALDERFER, Clayton P. An empirical test of a new theory of human needs. **Organizational Behavior and Human Performance**, New York, v. 4, n. 2, p. 142-175, 1969. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/003050736990004X?via%3Dihub> . Acesso em: 01 nov. 2025.
- ANSELMO, Antonio Harley. **Reciclagem ou destinação final dos painéis fotovoltaicos aplicados em geração de energia ao final do ciclo de vida**. 2021. Monografia (Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/server/api/core/bitstreams/54cf423d-141b-43c6-8d2d-8b6beadb55cc/content>. Acesso em: 8 dez. 2025.
- ARAÚJO, Ana Lyvia Pereira Lima de; LOPES, Arthur Vinícius; MOREIRA, Adson Bezerra. Topologias em traçador de curva I-V para módulos fotovoltaicos. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (CBENS), 8., 2020, Fortaleza. **Anais [...]**. Belo Horizonte: ABENS, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/829/829>. Acesso em: 12 nov. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 17193**. Segurança contra incêndios em instalações fotovoltaicas: Requisitos e especificações de projetos. Rio de Janeiro: ABNT, 2025.

BARCELLOS, Alexandre da Silva; OLIVEIRA, Alexandre Lopes de. **Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica**. Nilópolis: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio de Janeiro (IFRJ), 2022. Disponível em:

https://www.ifrj.edu.br/sites/default/files/IFRJ/PROPPI/produto_livro_aluno_versao_final_-_alexandre_da_silva_barcellos.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/publico/DissertRicardoBenedito.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2025.

BORTOLOTO, V. A. *et al.* Geração de Energia Solar On Grid e Off Grid. *In*: JORNADA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA, 6., 2017. **Anais [...]**. Disponível em: <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069%2C/1234>. Acesso em: 12 nov. de 2025.

BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H.; GABE, I. J. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018. **Anais [...]**. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/267/267>. Acesso em: 12 nov. 2025

CAMBAMBI, Cláudio Adriano Correia. **Impacto do sombreamento na potência de saída de uma matriz fotovoltaica com diodos de bypass**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/2215>. Acesso em: 18 nov. 2025.

CAMPOS, A. L. P. S. *et al.* Investigação Experimental da Geração de Energia Elétrica Solar Fotovoltaica. **Holos**, v. 3, p. 82-90, 2010. DOI: 10.15628/holos.2010.386. Disponível em: <http://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/386>. Acesso em: 13 nov. 2025.

CERQUEIRA, Matheus Antunes. **Desenvolvimento de atividades experimentais e de um kit de experimentos sobre geração fotovoltaica**. 2019. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Licenciatura em Física) — Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, Petrópolis, 2019. Disponível em: <https://energif.mec.gov.br/images/materiais/materiais20.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia Solar Fotovoltaica: Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro: CEPEL/Eletrobras, 2006. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 11 nov. de 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (BRASIL). **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 8 dez. 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (BRASIL). **Sistema de geração fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=cse_sistema_fotovoltaico. Acesso em: 19 nov. 2025.

DANTAS, Juliana Cristina *et al.* Sistemas fotovoltaicos: análise de perdas por *Mismatch*. **Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica**, v. 3, n. 2, p. 70–80, 2021. DOI: 10.21708/issn27635325. Disponível em: <https://periodicos.ufersa.edu.br/index.php/r4em/article/view/10636/10804>. Acesso em: 12 nov. 2025.

DMEGC Solar. **N-Type: Módulo Bifacial com Vidro Duplo: Modelo: DMxxxM10T-B72HSW**. Dongyang, 2023. Disponível em: https://www.plataformaphbsolar.com.br/imagensite/modulos/datasheet/dmegc_585w.pdf. Acesso em: 19 dez. 2025.

DUARTE, Carlos Henrique Cabral; ARAÚJO, Bruno Platteck de. Geração de energia solar fotovoltaica no Brasil e o desenvolvimento da cadeia local de fornecedores. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, v. 31, n. 59, p. 57-118, mar. 2025. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/28110/3/PRArt_216552_Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20solar%20fotovolt%C3%A1ica_.pdf. Acesso em: 15 nov. 2025.

ECORI ENERGIA SOLAR. **Módulos Fotovoltaicos**: perdas por *mismatch* em sistemas fotovoltaicos. São José do Rio Preto, 28 jan. 2019. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 18 nov. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). **Anuário estatístico de energia elétrica 2025**: ano base 2024: fact sheet. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). **EPE publica o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2024**. Rio de Janeiro, 19 jun. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-relatorio-sintese-do-balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em: 01 nov. 2025.

FERNANDES, Fábio Herrera *et al.* Avanços, desafios e perspectivas futuras da tecnologia fotovoltaica de silício: uma revisão sistemática. **Revista FT**, v. 27, ed. 126, 2023. DOI: 10.5281/zenodo.8317600. Disponível em: <https://revistaft.com.br/avancos-desafios-e-perspectivas-futuras-da-tecnologia-fotovoltaica-de-silicio-uma-revisao-sistematica/>. Acesso em: 15 nov. 2025.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global Solar Atlas**: dados de irradiação solar para Recife, Pernambuco, Brasil. Recife, 2025. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=-8.058309,-34.950393,11&s=-8.058309,-34.950393&m=site>. Acesso em: 03 dez. 2025.

GMI ENGENHARIA. **Como funciona um sistema fotovoltaico de energia**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://gmiengenharia.com.br/como-funciona-um-sistema-fotovoltaico-de-energia/?utm>. Acesso em: 16 nov. 2025.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61724-1:2021**: photovoltaic system performance – part 1: monitoring. Geneva, Switzerland, 2021. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/en/publication/65561>. Acesso em: 01 dez. 2025.

KALOGIROU, S. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. 2. ed. Amsterdam: Academic Press, 2014. ISBN–13: 978-0-12-397270-5. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=XYc4nwEACAAJ>. Acesso em: 13 nov. 2025.

LU, Y.; RAHMAN, M. A.; MOORE, N. W.; GOLROKH, A. J. Lab-Controlled Experimental Evaluation of Heat-Reflective Coatings by Increasing Surface Albedo for Cool Pavements in Urban Areas. **Coatings**, 2022. DOI: 10.3390/coatings12010007. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-6412/12/1/7>. Acesso em: 13 nov. 2025.

MARIM, Amanda Cristina Pereira Guedes. Impacto da Energia Fotovoltaica no Crescimento Econômico Sustentável e a Contribuição da Engenharia Civil: Perspectivas nos Estados Unidos e Brasil. **Revista Contemporânea**, [S. l.], v. 5, n. 3, p. e7739, 2025. DOI: 10.56083/RCV5N3-069. Disponível em: <https://ojs.revistacontemporanea.com/ojs/index.php/home/article/view/7739> . Acesso em: 15 nov. 2025.

MESQUITA, Melkesedek de Oliveira; ALMEIDA, Edvan Carneiro. Análise de defeitos em inversores fotovoltaicos e seus impactos na confiabilidade de sistemas de geração distribuída. **Revista FT**, v. 29, ed. 141, 2024. DOI: 10.69849/revistaft/ch10202411301148. Disponível em: <https://revistaft.com.br/analise-de-defeitos-em-inversores-fotovoltaicos-eseus-impactos-na-confiabilidade-de-sistemas-de-geracao-distribuida/>. Acesso em: 15 nov. 2025.

MESSENGER, R. A.; ABTAHI, H. A. **Photovoltaic Systems Engineering**. 3. ed. CRC Press, 2010. ISBN 9781315218397. DOI: 10.1201/9781315218397. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781315218397/photovoltaic-systems-engineering-roger-messenger-homayoon-amir-abtahi>. Acesso em: 12 nov. 2025.

MONTENEGRO, Eduardo Chaves. **Ondas Eletromagnéticas: Conceitos Básicos**. 1. ed. São Paulo: Blücher, 2023.

NEVES, Gabriella Karine de Sousa. **Análise Técnica e Econômica Comparativa do Uso de Inversores Convencionais e Micro Inversores Para Projetos De Energia Solar**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia), Universidade de Brasília, Brasília, 2023. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/35058/1/2023_GabriellaKarineDeSousaNeves_tcc.pdf. Acesso em: 12 nov. 2025.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, 2017. DOI: 10.34024/978851700089. Disponível em: https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 15 nov. 2025.

PEREIRA, G. N. *et al.* Tecnologias de células fotovoltaicas utilizadas em módulos comerciais e suas principais características: uma revisão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 10., 2024, Natal. **Anais [...]**. Natal: ABENS, 2024. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2379>. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2379>. Acesso em: 12 nov. 2025.

PIGUEIRAS, Eduardo Lorenzo. Energy collected and delivered by PV modules. *In: Handbook of photovoltaic science and engineering*. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. Cap. 20, p. 905-970. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/228051631_Energy_Collected_and_Delivered_by_PV_Modules. Acesso em: 18 nov. 2025.

PINHO, J.T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 01 nov. 2025.

RÜTHER, R. **Edificações Solares Fotovoltaicas**. 1. ed. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004. ISBN 85-87583-04-2. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2025.

SANTOS, A. F. *et al.* Análise do Processo de Conversão de Radiação Solar em Energia Elétrica por Módulos Fotovoltaicos: Uma Perspectiva. **Energia Renovável e Sustentabilidade: Estratégias e Soluções**. Cap. 3, p. 50-74, 2025. DOI: 10.47573/aya.5379.2.432. ISBN 978-65-5379-742-0. Disponível em: <https://ayaeditora.com.br/livros/L835.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2025.

SARWAR, S.; JAVED, M. Y.; JAFFERY, M. H.; ASHRAF, M. S.; NAVEED, M. T.; HAFEEZ, M. A. Modular Level Power Electronics (MLPE) Based Distributed PV System for Partial Shaded Conditions. **Energies**, [s. l.], v. 15, n. 13, 4797, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15134797>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/13/4797>. Acesso em: 15 nov. 2025.

SCHIRATO, Vitor Rhein; CAMPOS, Felipe de Almeida Ribeiro. The distributed generation regime in Brazil: The electricity compensation system in Federal Law No. 14,300 of January 2022. **Revista Facultad de Jurisprudencia**, v. 13, 2023. DOI: doi.org/10.26807/rfj.vi.463. Disponível em: <https://www.redalyc.org/journal/6002/600271948008/>. Acesso em: 12 nov. 2025.

SCHMITZ, Lenon *et al.* **Projeto da UFSC desenvolve inversor fotovoltaico com tecnologia nacional**. Florianópolis: Notícias UFSC, 3 mar. 2025. Disponível em: <https://noticias.ufsc.br/2025/03/projeto-da-ufsc-desenvolve-inversor-fotovoltaico-com-tecnologia-nacional/>. Acesso em: 15 nov. 2025.

SILVA, Humberto Trindade da. **Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade de São Paulo, São Paulo. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-28062016-151006/pt-br.php>. Acesso em: 11 nov. 2025.

SILVA, João Lucas de Souza. **Estudo e Desenvolvimento Experimental de Otimizadores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

SILVA, Kátia Lopes; GAZZANI, Mauro Hemerly; JORGE, Matheus Marchiori Silva Demétrio. Uma avaliação dos impactos técnicos e econômicos na operação de sistemas de distribuição devido inserção de unidades geradoras fotovoltaicas na rede de distribuição. **Revista FT**, v. 29, ed. 142, 2025. DOI: 10.69849/revistaft/fa10202501071634. Disponível em: <https://revistaft.com.br/uma-avaliacao-dos-impactos-tecnicos-e-economicos-na-operacao-de-sistemas-de-distribuicao-devido-insercao-de-unidades-geradoras-fotovoltaicas-na-rede-de-distribuicao/>. Acesso em: 15 nov. 2025.

SILVEIRA, Camila de Oliveira *et al.* **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias no estado do Paraná**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. Disponível em: <https://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/23643/1/sistemasfotovoltaicosredeeletrica.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2025.

SOLAREGE. SolarEdge **Monitoring Portal User Guide**: real-time PV system management. [S. l.], [202-.]. Disponível em: <https://specsolar.com.au/wp-content/uploads/solaredge-monitoring-portal-user-guide.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2025.

SOLARIZE. **Rapid Shutdown/desligamento rápido já é obrigatório com a norma NBR 17193**. São Paulo: Solarize, 2025. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/739-rapid-shutdown-desligamento-rapido-ja-e-obrigatorio-com-a-norma-nbr-17193>. Acesso em: 16 Nov. de 2025.

SOLARMAN. **S-Miles Enduser**: plataforma de monitoramento de sistemas fotovoltaicos. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://home.solarmanpv.com>. Acesso em: 12 nov. 2025.

SOUSA, Rafaela. **Fontes de energia**. São Paulo: Brasil Escola, 2023. Disponível em: <https://brasilescola.uol.com.br/geografia/fontes-energia.htm>. Acesso em: 19 nov. 2025.

SOUZA, Andréa de; SILVA, Christian Luiz da. Energia e meio ambiente: o trade off entre as matrizes energéticas de fontes renováveis e não renováveis no Brasil. **Revista Terceiro Incluído**, Goiânia, v. 2, n. 2, p. 63–84, dez. 2012. DOI: 10.5216/teri.v2i2.23290. Disponível em: <https://revistas.ufg.br/teri/article/view/23290>. Acesso em: 01 nov. 2025.

SUNERGIA. **Como funciona um módulo solar FV?**. 2020. Disponível em: <https://sunergia.com.br/blog/como-funciona-um-modulo-solar/>. Acesso em: 16 nov. 2025.

TONIN, F. S. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na cidade de Curitiba**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal Do Paraná, Curitiba, 2017. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2876/1/CT_PPGSE_M_Tonin%2c%20Fabiana%20Stumpf_2017.pdf. Acesso em 15 nov. 2025.

TRX SOLAR. **O que são os sistemas fotovoltaicos OffGrid?**. São Paulo, 14 out. 2019. Disponível em: <https://loja.trxsolar.com/loja/noticia.php?loja=655927&id=31>. Acesso em: 19 nov. 2025.

VIAN, Â. *et al.* **Energia solar: fundamentos, tecnologia e aplicações.** [s. l.]: Blucher, 2021. ISBN 978-65-555-0060-8. Disponível em: <https://pdf.blucher.com.br/openaccess/9786555500592/completo.pdf>. Acesso em 17 nov. 2025.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil.** Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis, 2010

VILLALVA, G. M. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN-13 978-8536514895.

VISSER, L.; LORENZ, E.; HEINEMANN, D.; SARK, W. G. J. H. M. Solar Power Forecasts. **Comprehensive Renewable Energy (Second Edition)**, p. 213-233, 2022. DOI: 10.1016/B978-0-12-819727-1.00135-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00135-7>. Acesso em: 10 nov. 2025.

WEATHER SPARK. **Condições meteorológicas históricas em setembro de 2025 em Recife, Pernambuco, Brasil.** (2025). Disponível em: <https://pt.weatherspark.com/h/m/31432/2025/9/Condi%C3%A7%C3%B5es-meteorol%C3%B3gicas-hist%C3%B3ricas-em-setembro-de-2025-em-Recife-Pernambuco-Brasil>. Acesso em: 01 dez. 2025.

YAMASOE, M. A.; CORRÊA, M. P. **Processos radiativos na atmosfera: fundamentos.** São Paulo: Oficina de Textos, 2016. ISBN 978-85-7975-229-2. Disponível em: https://ofitexto.arquivos.s3.amazonaws.com/Processos-radiativos-na-atmosfera_DEG.pdf. Acesso em: 12 nov. 2025.

ZANESCO, Izete *et al.* Passivação das regiões altamente dopada Sn^+ e P^+ em células solares de silício cristalino com filmes de ZnO : Al. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 10, n. 1, p. 49-55, 2019. DOI: 10.59627/cbens.2018.261. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/254/210>. Acesso em: 15 nov. 2025.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson N.; GALHARDO, OLIVEIRA, S. H. F. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações.** 3. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A - MEMORIAL DE CÁLCULO

IRRADIAÇÃO MENSAL

Dados pela Eq.2, temos:

$$H_t \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = \text{Qnt. dias} * \text{Irradiação do dia} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right)$$

- SETEMBRO

$$H_t \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = 30 * 5,45 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = \mathbf{163,50(kWh/m^2)}$$

- OUTUBRO

$$H_t \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = 31 * 5,78 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = \mathbf{179,18(kWh/m^2)}$$

- NOVEMBRO

$$H_t \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = 30 * 6,04 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = \mathbf{181,20(kWh/m^2)}$$

GERAÇÃO CORRIGIDA

Dados pela Eq.6, temos:

$$G_c(\text{kWh}) = 1,5 * \text{Geração mensal do inversor de 2kW (kWh)}$$

- SETEMBRO

$$G_c(\text{kWh}) = 1,5 * 335,28(\text{kWh}) = \mathbf{502,92 kWh}$$

- OUTUBRO

$$G_c(\text{kWh}) = 1,5 * 368,92(\text{kWh}) = \mathbf{553,38 kWh}$$

- NOVEMBRO

$$G_c(\text{kWh}) = 1,5 * 375,86(\text{kWh}) = \mathbf{563,79 kWh}$$

PRODUTIVIDADE ESPECÍFICA (Yf)

Dados pela Eq.1, temos:

$$Y_f = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{\text{Potência do Gerador (kWp)}}$$

- SETEMBRO

- UFV-ISO

$$Y_f = \frac{503,66(\text{kWh})}{3,54(\text{kWp})} = \mathbf{142,28} \text{ (kWh/kWp)}$$

- UFV-M

$$Y_f = \frac{335,28(\text{kWh})}{2,36(\text{kWp})} = \mathbf{142,07} \text{ (kWh/kWp)}$$

- OUTUBRO

- UFV-ISO

$$Y_f = \frac{557,63(\text{kWh})}{3,54(\text{kWp})} = \mathbf{157,52} \text{ (kWh/kWp)}$$

- UFV-M

$$Y_f = \frac{368,92(\text{kWh})}{2,36(\text{kWp})} = \mathbf{156,32} \text{ (kWh/kWp)}$$

- NOVEMBRO

- UFV-ISO

$$Y_f = \frac{569,53(\text{kWh})}{3,54(\text{kWp})} = \mathbf{160,88} \text{ (kWh/kWp)}$$

- UFV-M

$$Y_f = \frac{375,86(\text{kWh})}{2,36(\text{kWp})} = \mathbf{159,26} \text{ (kWh/kWp)}$$

RENDIMENTO DE REFERÊNCIA (Yr)

Dados pela Eq.3, temos:

$$Y_r(\text{mês}) = \frac{H_t(\text{kWh/m}^2)}{G_{ref}(\text{kW/m}^2)}$$

$$Y_r(\text{diário}) = \frac{Y_r(\text{mensal})}{N^\circ \text{ dias do mês}}$$

Onde H_t é a irradiância global no plano dos módulos e $G_{ref} = 1000\text{W/m}^2$.

- SETEMBRO
 - MENSAL

$$Yr \text{ (mensal)} = \frac{163,50(\text{kWh/m}^2)}{1(\text{kW/m}^2)} = \mathbf{163,50h}$$

- DIÁRIO

$$Yr(\text{diário}) = \frac{163,50}{30} = \mathbf{5,45h}$$

- OUTUBRO
 - MENSAL

$$Yr = \frac{179,18(\text{kWh/m}^2)}{1(\text{kW/m}^2)} = \mathbf{179,18h}$$

- DIÁRIO

$$Yr(\text{diário}) = \frac{179,18}{31} = \mathbf{5,78h}$$

- NOVEMBRO
 - MENSAL

$$Yr = \frac{181,20(\text{kWh/m}^2)}{1(\text{kW/m}^2)} = \mathbf{181,20h}$$

- DIÁRIO

$$Yr(\text{diário}) = \frac{181,20}{30} = \mathbf{6,04h}$$

PERFORMANCE RATIO (PR)

Dados pela Eq.4, temos:

$$PR = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{\text{Irrad. Incidente}(\text{kWh/m}^2) * \text{Potência do Gerador (kWp)}}$$

- SETEMBRO
 - UFV-ISO

$$PR = \frac{503,66 \text{ (kWh)}}{163,50(\text{kWh/m}^2) * 3,54 \text{ (kWp)}} = \mathbf{87,02\%}$$

➤ UFV-M

$$PR = \frac{335,28 \text{ (kWh)}}{163,50(\text{kWh/m}^2) * 2,36 \text{ (kWp)}} = \mathbf{86,89\%}$$

• OUTUBRO

➤ UFV-ISO

$$PR = \frac{557,63 \text{ (kWh)}}{179,18(\text{kWh/m}^2) * 3,54 \text{ (kWp)}} = \mathbf{87,91\%}$$

➤ UFV-M

$$PR = \frac{368,92 \text{ (kWh)}}{179,18(\text{kWh/m}^2) * 2,36 \text{ (kWp)}} = \mathbf{87,24\%}$$

• NOVEMBRO

➤ UFV-ISO

$$PR = \frac{569,53 \text{ (kWh)}}{181,20(\text{kWh/m}^2) * 3,54 \text{ (kWp)}} = \mathbf{88,79\%}$$

➤ UFV-M

$$PR = \frac{375,86 \text{ (kWh)}}{181,20(\text{kWh/m}^2) * 2,36 \text{ (kWp)}} = \mathbf{87,89\%}$$

FATOR DE CAPACIDADE (FC)

Dados pela Eq.5, temos:

$$Fc(\%) = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada (kWh)}}{(P_{\text{nominal}}(\text{kW})) * T(\text{h})}$$

• SETEMBRO

➤ UFV-ISO

$$Fc(\%) = \frac{503,66 \text{ (kWh)}}{(3,54(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = 19,76\%$$

➤ UFV-M

$$Fc(\%) = \frac{335,28 \text{ (kWh)}}{(2,36(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = \mathbf{19,73\%}$$

- OUTUBRO

- UFV-ISO

$$Fc(\%) = \frac{557,63 \text{ (kWh)}}{(3,54(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = \mathbf{21,17\%}$$

- UFV-M

$$Fc(\%) = \frac{368,92 \text{ (kWh)}}{(2,36(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = \mathbf{21,07\%}$$

- NOVEMBRO

- UFV-ISO

$$Fc(\%) = \frac{569,53 \text{ (kWh)}}{(3,54(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = \mathbf{22,35\%}$$

- UFV-M

$$Fc(\%) = \frac{375,86 \text{ (kWh)}}{(2,36(\text{kW})) * 24 * 30(\text{h})} = \mathbf{22,12\%}$$

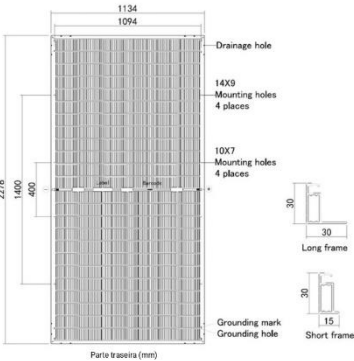
ANEXO B - DATASHEET MÓDULOS FOTOVOLTAIVOS

DMxxxM10T-B72HSW



Especificação do Módulo

Tipo de Célula	Monocristalino tipo N, 144 (6x24)
Dimensões (mm)	2278 x 1134 x 30
Peso (kg)	31.8
Cobertura Frontal	Vidro termoendurecido de 2 mm com revestimento anti-reflexo
Cobertura Traseira	Vidro termoendurecido de 2 mm
Caixa de Conexão	3 Diodos, IP68 conforme IEC 62790
Cabos	4mm ² /Retrato: 350mm (+)/250mm(-) Paisagem: 1300mm(+)/1300mm(-) Comprimento pode ser personalizado
Tipo de Conector	PV-ZH202B ou MC4-EVO 2A (1500V)



Especificações Elétricas¹

Tipo de módulo	DM575M10T-B72HSW		DM580M10T-B72HSW		DM585M10T-B72HSW		DM590M10T-B72HSW	
Condição de teste	STC ²	NMOT ³	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Potência Máxima (P _{máx} /W)	575	432	580	436	585	440	590	444
Corrente de Potência Máxima (I _{mp} /A)	13.18	10.57	13.24	10.61	13.30	10.69	13.36	10.74
Tensão Máxima de Potência (V _{mp} /V)	43.66	40.85	43.85	41.11	44.04	41.19	44.23	41.36
Corrente de curto-circuito (I _{sc} /A)	13.93	11.29	13.99	11.29	14.05	11.38	14.11	11.43
Tensão de circuito aberto (V _{oc} /V)	52.30	49.24	52.50	49.87	52.70	49.62	52.90	49.81
Eficiência do Módulo STC (%)	22.3		22.5		22.6		22.8	

¹ Medições de acordo com IEC 60904-3, Tolerância de medição: ISC: ±4%; VOC: ±3%; Bifacialidade: 80% ±5%
² STC (Condição de teste padrão): Radiação 1000 W/m², Temperatura do módulo 25°C, AM = 1,5
³ NMOT: Radiação 800 W/m², Temperatura ambiente 20°C, AM = 1,5, Velocidade do vento 1 m/s

SAÍDA BIFACIAL - GANHO DE POTÊNCIA TRASEIRA

10%	P _{máx} (STC)	633	638	644	649
20%	P _{máx} (STC)	690	696	702	708
30%	P _{máx} (STC)	748	754	761	767

Certificações e Garantia

Certificações	CEI 61215, CEI 61730
	Teste de corrosão com amônia: IEC 62716
	Teste de corrosão por névoa salina: IEC 61701
	PID (IEC TS 62804); LeTID (IEC TS 63342)
Nº de registro WEEE	Poeira e Areia (IEC 60068)
	DE 50188598
	15 anos
Garantia do produto	30 anos de garantia linear
Garantia de potência máxima	

1.) Primeiro ano: min. 99%. 2.) A partir do 2º ano: Máx. 0,4% de degradação anualmente. 3.) Mín. 87,4% no 30º ano.

Condições de funcionamento

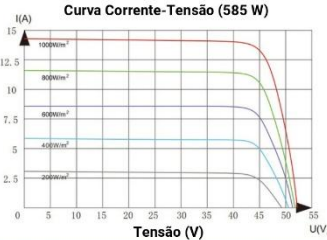
Temperatura de operação (°C)	-40 a +85
Tensão Máxima do Sistema (V)	1500 DC (IEC)
Classificação de Proteção contra Sobrecorrente (A)	30
Tolerância de Desempenho de Potência (%)	0 / +3
Classe de Proteção	II
Carga Máxima de Teste, Empurrar/Puxar (Pa)	Neve 5400 / Vento 2400
Max. Design Load, Push/Pull (Pa)	3600/1600

Características de temperatura

Temperatura nominal de operação do módulo (NMOT)	42 ±2 °C
Coefficiente de temperatura de P _{max} (°C)	-0,29
Coefficiente de temperatura de V _{oc} (°C)	-0,25
Coefficiente de temperatura de I _{sc} (°C)	+0,048

Embalagem

Recipiente	40' HQ
Dimensões da paleta (mm)	2320 × 1140 × 1250
Peças por paleta	36
Peças por contêiner	720



Declaração: As instruções de instalação e as condições de garantia devem ser seguidas. Devido ao progresso tecnológico, os parâmetros do produto serão ajustados em conformidade. Na assinatura do contrato prevalecerão os dados mais recentes da empresa.



Hengdian Group DMEGC Magnetics Co., Ltd.
Zona Industrial de Hengdian, Cidade de Dongyang, Província de Zhejiang, China, 322118
Tel: 0086-579-8658-8825 Fax: 0086-579-8655-4845
E-mail: solar@dmege.com.cn
Website: www.dmegcsolar.com.br

Todas as informações nesta ficha técnica correspondem à EN 50380. Exceto alterações e erros. Status:02/2024, Documento: BR_DS-M10T-B72HSW-202402_6

Copyright © 2024H engdian Group DMEGC Magnetics. Todos os direitos reservados.