

# ANÁLISE DE DESEMPENHO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS DE MÓDULOS MONOFACIAIS E BIFACIAIS

Departamento de Engenharia Elétrica (DEL), Universidade Federal de Viçosa (UFV), Viçosa, Minas Gerais  
36570-900, Brasil; matheus.m.andrade@ufv.br;

Autor: Matheus Martins de Andrade; Orientador: Prof. Dr. Victor P. Dardengo;

**Resumo:** Nos últimos anos, a energia solar fotovoltaica vem apresentando novas estruturas de equipamentos e de instalação, visando ampliar sua produção e reduzir custos. O desempenho de uma usina fotovoltaica está diretamente relacionado aos seus módulos fotovoltaicos. Tradicionalmente, módulos monofaciais são instalados nessas usinas. Entretanto, devido a redução de preço dos últimos anos, vem crescendo atualmente no Brasil a instalação de módulos bifaciais, o quais captam luz solar através de ambos os lados, aumentando a produção de energia, especialmente em locais com alta refletividade do solo. Portanto, dependendo dos níveis de irradiância, refletividade do solo, preço dos painéis, etc, a viabilidade de qual módulo utilizar pode variar. Neste contexto, este trabalho analisa o desempenho de duas usinas reais instaladas na região de Viçosa- MG de mesma potência, uma com módulos monofaciais e outra com módulos bifaciais. Para o caso analisado, em um cenário de 25 anos, a usina com módulos bifaciais se mostrou ser mais rentável.

**Palavras-chave:** Usina fotovoltaica; Módulos Monofaciais; Módulos Bifaciais; Potência.

## 1. Introdução

A energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma alternativa limpa e sustentável às fontes tradicionais de energia. Além de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, os sistemas fotovoltaicos viabilizam um acesso mais eficiente e sustentável à eletricidade, promovendo a expansão de uma energia limpa e renovável em diversas regiões, inclusive de difícil acesso, como comunidades ribeirinhas [9].

De acordo com o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2024, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil alcançou 37.843 MW em 2023, representando uma expansão de 54,8% em relação ao ano anterior. E ainda segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), o Brasil atingiu a marca histórica de 50 GW de capacidade instalada operacional em energia solar, consolidando-se como a segunda maior fonte de geração do país, com 20,7% de participação na matriz elétrica brasileira.

Tendo em vista o aumento da geração distribuída, com unidades geradoras instaladas em diferentes pontos ao longo das linhas de transmissão, a instalação de uma usina solar exige uma análise cuidadosa para garantir seu melhor desempenho. Vários fatores devem ser levados em consideração, como a disponibilidade da rede elétrica, a potência desejada para o sistema e a escolha de um inversor senoidal adequado, que converta a energia

com alta eficiência. A estrutura de fixação também é essencial, devendo ser dimensionada para proporcionar estabilidade e o ângulo de inclinação ideal, adaptado ao local de instalação. A localização do sistema é outro fator determinante, pois influencia diretamente na quantidade de radiação solar captada ao longo do ano. Por fim, o tipo de módulo fotovoltaico utilizado é crucial para definir a capacidade de geração da usina. Atualmente, existem duas opções principais de módulos: os monofaciais, que captam luz solar apenas na parte frontal, e os bifaciais, que aproveitam a radiação refletida no solo para gerar energia em ambos os lados.

A escolha entre módulos monofaciais e bifaciais deve considerar o custo, a localização das instalações e as condições ambientais, como o albedo do solo. Esses fatores influenciam diretamente a eficiência e a viabilidade econômica do sistema, permitindo que o projeto alcance a máxima eficiência energética de acordo com o contexto específico da instalação. [1].

Comercialmente, os módulos monofaciais são os mais utilizados, principalmente devido à sua ampla disponibilidade e custo mais acessível. No entanto, os avanços tecnológicos recentes têm possibilitado que os painéis bifaciais se tornem uma alternativa atraente. Esses painéis captam luz solar em ambos os lados, potencialmente aumentando a produção de energia, especialmente em locais com alta refletividade do solo [1,2]. A expectativa é que as usinas equipadas com módulos bifaciais produza entre 5% e 30% mais energia anualmente em comparação com usinas que utilizam módulos tradicionais [1]. Além disso, a vida útil dos painéis bifaciais tende a ser maiores, devido à tecnologia de duplo vidro (dual-glass), que proporciona maior vedação da parte posterior do módulo [19]. No entanto, a escolha entre monofaciais e bifaciais depende de diversos fatores, como os custos dos painéis, a menor degradação dos módulos, o local de instalação e as condições ambientais. Por isso, é essencial comparar os dois tipos de projetos para determinar qual é mais viável de acordo com o caso [1].

Neste contexto, as diferenças entre as estruturas projetadas para usinas que utilizam módulos tradicionais e aquelas destinadas a módulos bifaciais são apresentadas e comparadas neste trabalho. Além disso, é realizada uma análise de viabilidade de desempenho de duas usinas solares fotovoltaicas instaladas na cidade de Viçosa-MG. As usinas, configuradas com potência de pico de 110 kWp, diferenciam-se pelo tipo de módulo empregado, sendo uma equipada com módulos monofaciais e a outra com módulos bifaciais.

## 2. Usina Solar Fotovoltaica

Ao desenvolver um projeto de instalação de uma usina solar fotovoltaica, é fundamental considerar uma série de fatores que influenciam diretamente o desempenho e a viabilidade econômica do sistema. Elementos como o nível de irradiância solar do local, a potência desejada, o tipo de módulo fotovoltaico utilizado e a estrutura de fixação são essenciais para maximizar a eficiência energética e a longevidade da usina. Além disso, características específicas do ambiente, como o albedo – que representa a capacidade do solo em refletir a luz solar – podem impactar significativamente a geração de energia, especialmente em sistemas que utilizam módulos bifaciais.

## 2.1. Irradiância

A irradiância solar refere-se à potência da radiação solar incidente por unidade de área, geralmente expressa em watts por metro quadrado ( $W/m^2$ ). É um parâmetro crucial na análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos e no estudo da energia solar.

Ela é composta por três componentes principais: irradiância direta (radiação que chega diretamente do sol), difusa (radiação dispersa pela atmosfera) e refletida (radiação refletida por superfícies terrestres ou construções). O somatório dessas componentes resulta na irradiância global.

Fatores como a posição do sol, condições atmosféricas, latitude, altitude e sazonalidade influenciam significativamente a irradiância solar em um dado local. Esses conceitos são essenciais para avaliar o potencial solar de uma região, otimizar a eficiência de sistemas de captação e projetar soluções energéticas baseadas em energia solar.

## 2.2. Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é composto por várias células fotovoltaicas, dispositivos semicondutores que convertem a luz solar em eletricidade. Essas células são montadas sobre uma estrutura rígida, geralmente de alumínio ou aço, que oferece suporte e proteção ao sistema. A estrutura do módulo inclui componentes essenciais, como as células fotovoltaicas, camada protetora frontal de vidro temperado, estrutura de suporte robusta, e uma camada traseira que protege contra umidade e outros elementos externos. Esses componentes trabalham em conjunto para garantir a eficiência e durabilidade do módulo fotovoltaico [9].

Os módulos fotovoltaicos monofaciais são um tipo específico de painel solar em que as células fotovoltaicas estão dispostas exclusivamente na face superior. Essas células captam a luz solar direta e a convertem em eletricidade, tornando os módulos monofaciais ideais para ambientes com boa exposição solar direta. Devido à sua construção simples e ao custo relativamente mais baixo, os módulos monofaciais são amplamente utilizados em diversas aplicações, como em residências, edifícios comerciais, instalações industriais e sistemas de geração distribuída.

Com o objetivo de aumentar a geração de energia em

usinas fotovoltaicas, diversos fabricantes globais têm recentemente desenvolvido e comercializado módulos solares bifaciais, que são capazes de captar a irradiação tanto na parte frontal quanto na traseira dos painéis. Esses módulos aproveitam não apenas a luz direta que incide na face frontal, mas também a luz difusa e refletida do solo, convertida pela parte traseira [1].

Uma das distinções mais relevantes na montagem desses módulos, em comparação à tecnologia convencional, refere-se ao revestimento da parte traseira. Nos módulos convencionais de face única, a face posterior é inteiramente coberta por materiais opacos, frequentemente de tonalidade clara ou pintados, a fim de refletir a luz e evitar flutuações de temperatura que possam impactar o desempenho das células. Em contraste, nos módulos bifaciais, a face posterior é praticamente desprovida de cobertura, permitindo a passagem direta da luz até a célula para a geração de energia.

Outra característica relevante é a tecnologia dual glass (duplo vidro) implementada nos módulos bifaciais, que não apenas melhora a eficiência do equipamento, mas também aumenta sua vida útil. Essa configuração, com camadas de vidro em ambas as faces do módulo, proporciona maior proteção contra impactos e condições climáticas adversas, reduzindo a degradação ao longo do tempo. Entretanto esse aumento de eficiência depende do modo de instalação (altura do solo, ângulo de inclinação) e também do tipo de solo. Um solo pouco reflexivo vai proporcionar pouco rendimento adicional. Um solo que reflete muita luz poderá oferecer um aumento expressivo na geração de usinas solares com módulos bifaciais. Em instalações rooftop (em telhados), a parte traseira do módulo fica colada ou muito próxima do telhado, recebendo pouca ou nenhuma luz. Nesse caso o desempenho de um módulo bifacial seria comparável ao de um módulo convencional.

Além disso a maior captação de irradiação solar nos módulos bifaciais resulta em uma disparidade na corrente de saída em comparação aos módulos tradicionais, pois a corrente de saída dos módulos é gerada pelo deslocamento de elétrons energizados pelos fótons nas junções dos módulos. Portanto, quanto maior o número de fótons atuando sobre a célula, maior será a quantidade de elétrons e, conseqüentemente, maior será a corrente de saída de cada célula. Devemos destacar que a tensão também sofre um pequeno aumento devido à sua relação direta com a corrente, mas esse incremento não é significativo [13].

A representação do desempenho da parte traseira do módulo bifacial por meio das irradiações refletidas pela superfície abaixo do módulo é ilustrada na Figura 1. É possível observar que existe uma fórmula (1) estabelecida para calcular as irradiâncias na face posterior do módulo, a qual envolve o fator de albedo. Portanto, é evidente que o ganho do módulo bifacial está diretamente relacionado ao coeficiente de refletividade da superfície situada abaixo dele. Quanto mais clara essa superfície for, maior será a quantidade de radiação refletida e, conseqüentemente, um número maior de

fótons alcançará o módulo [13].

$$E_{traseira} = GHI \cdot \cos(\alpha) \cdot Albedo \quad (1)$$

onde:

- $E_{traseira}$  é a irradiância na face traseira do módulo bifacial, expressa em  $W/m^2$  (watts por metro quadrado).
- **GHI** (*Global Horizontal Irradiance*) é a irradiância solar total recebida em uma superfície horizontal, também medida em  $W/m^2$ .
- $\alpha$  é o ângulo de incidência da irradiação solar em relação à normal da superfície do módulo, que também depende da inclinação do painel, expresso em **graus** ( $^\circ$ ).
- **Albedo** é o coeficiente de refletividade da superfície abaixo do módulo, representando a fração da luz que é refletida por essa superfície, uma fração adimensional que varia entre **0 e 1** (sem unidade).

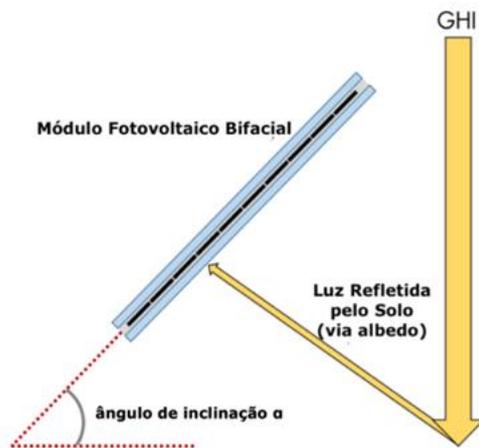


Figura 1 - Exemplo de instalação fixa angulada em  $\alpha$  graus de módulos bifaciais [13]

Além do coeficiente de albedo, outras variáveis cruciais devem ser consideradas no dimensionamento do sistema, como as características da estrutura de fixação. Fatores como inclinação, altura e ângulo de instalação dos módulos têm um impacto significativo no desempenho do sistema, influenciando diretamente a captação de radiação solar e a eficiência de geração de energia. [17].

### 2.3. Estruturas de Fixação

As estruturas de fixação recebem os painéis solares uma vez que são projetados para suportar e posicionar corretamente os módulos. Podendo essa ter um grande impacto sobre a produção, estabilidade, eficiência e desempenho do sistema como um todo. As estruturas de fixação solar são projetadas para se adequar a distintas superfícies, como telhados, terrenos inclinados e planos ou estruturas elevadas. São compostas por materiais resilientes e de longa durabilidade, geralmente alumínio ou aço galvanizado, que garantem resistência contra corrosão e adversidades climáticas.

O mercado atual oferece uma ampla variedade de

estruturas que atendem a diferentes tipos de cenários, como telhados coloniais, metálicos, lajes, fibrocimento e para estruturas de solo. Entre essas opções, destacam-se as estruturas utilizadas em usinas de solo, onde os sistemas de módulos bifaciais atingem sua máxima eficiência, conforme ilustrado na Figura 2. Diversos fatores relacionados a essas estruturas influenciam diretamente a produção de energia do sistema, incluindo o espaçamento entre as fileiras dos módulos ( $d$ ), o ângulo de inclinação ( $\alpha$ ) e a distância entre as bordas inferior e superior dos módulos ( $d_2$ ).

O distanciamento entre as fileiras ( $d_1$ ), conhecido como "Pitch", geralmente varia de 7 a 10 metros entre os pilares de sustentação [19]. No entanto, em usinas com tecnologia bifacial, é aconselhável aumentar esse valor, uma vez que uma maior irradiação difusa resulta em um aumento de potência na parte traseira do módulo.

A altura da borda inferior e superior das estruturas, representada por ( $h$ ), é outro fator crucial para o desempenho do sistema, uma vez que a proporção de irradiação na parte traseira depende dessa dimensão.

O ângulo de incidência do sol, representado por ( $\alpha$ ), também influencia a quantidade de irradiação recebida pelo painel.

O distanciamento entre a parte traseira e a parte frontal dos módulos adjacentes, representado por ( $d_1$ ), é um fator importante para evitar o sombreamento, garantindo que a radiação solar atinja uniformemente tanto a face frontal quanto a traseira dos módulos bifaciais. Esse distanciamento adequadamente dimensionados contribui para a maximização da eficiência do sistema e para a otimização da geração de energia.

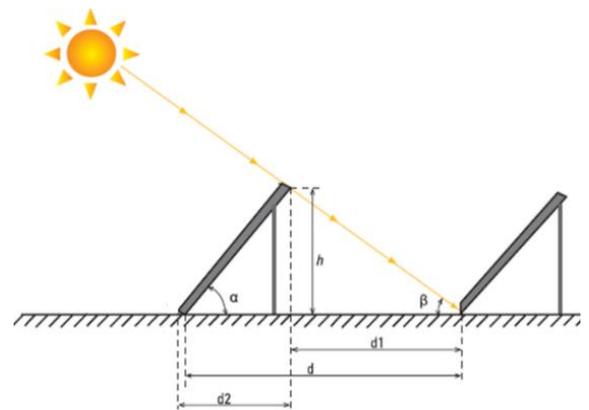


Figura 2 - Modelo de estrutura fixa para painel fotovoltaico [Curso de Energia fotovoltaica - UFT]

Adicionalmente, a distribuição da irradiação na parte traseira dos painéis está diretamente relacionada às alturas das bordas superiores e inferiores, na Figura 3 podemos verificar modelos da distribuição da parte traseira do módulo [1].

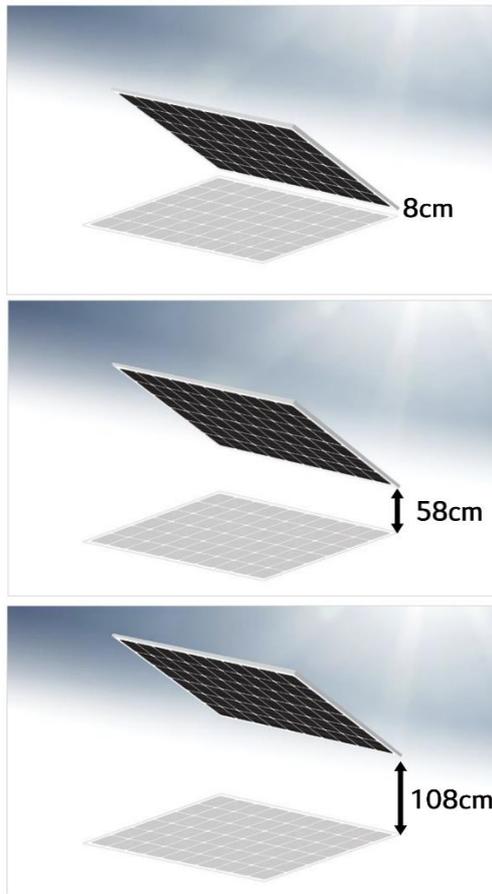


Figura 3 - Distribuição de Irradiância na Parte Traseira de um Módulo Único [1]

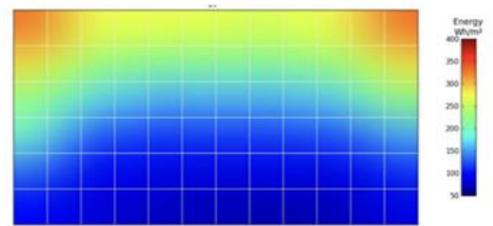
Na Figura 4, são apresentadas as distribuições de irradiância traseira para diferentes elevações da borda dianteira do painel, variando entre 8 cm e 108 cm. Observa-se que a irradiância não é uniforme, e essa falta de uniformidade está diretamente relacionada à altura do módulo em relação ao solo [1].

Para uma elevação de 8 cm, os valores de irradiância variam entre 66 W/m<sup>2</sup>, na região mais próxima à base do módulo, e 328 W/m<sup>2</sup>, nas extremidades superiores. Essa diferença é representada por uma escala de cores: as áreas com menor irradiância são mostradas em azul, enquanto as de maior irradiância aparecem em vermelho, destacando uma variação de aproximadamente 5 vezes entre os extremos [1].

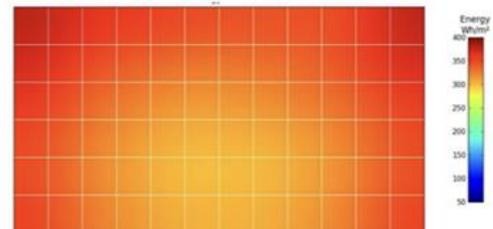
Com a elevação do módulo para 58 cm, os valores tornam-se mais uniformes, variando de 360 a 390 W/m<sup>2</sup>, correspondendo a uma variação de apenas 10%. Isso evidencia que o aumento na elevação reduz a diferença entre os valores máximos e mínimos de irradiância, contribuindo para maior eficiência [1].

Por fim, a elevação de 108 cm proporciona o melhor desempenho da parte traseira do módulo, maximizando a captação de radiação refletida e garantindo maior eficiência energética. Esses resultados reforçam a importância de ajustar a altura do módulo para equilibrar uniformidade e intensidade

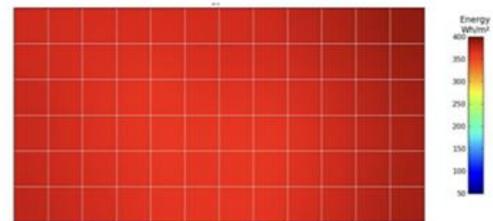
da irradiância traseira, otimizando a geração de energia em sistemas com módulos bifaciais [1].



a) Elevação de 8cm da borda inferior do módulo



b) Elevação de 58cm da borda inferior do módulo



c) Elevação de 108cm da borda inferior do módulo

Figura 4 – Nível de irradiação solar na parte posterior do modulo bifacial por altura[1]

A Figura 5 mostra que a irradiância traseira é mais uniforme em dias nublados, devido à dispersão da luz, e que o albedo da superfície subjacente tem grande impacto na irradiância. Em dias nublados, a dispersão difusa da luz reduz a diferença entre os valores mínimo e máximo de irradiância, tornando a distribuição mais homogênea. A Figura 5 também demonstra que superfícies com maior albedo, como neve, aumentam significativamente a irradiância traseira. Além disso, para elevações superiores a 100 cm, os valores de irradiância mínima e máxima no painel se tornam praticamente iguais, evidenciando melhor uniformidade devido à redução de interferências do solo. Esses dados reafirmam que elevações mais altas promovem eficiência e uniformidade, especialmente em sistemas bifaciais.

Podemos também analisar a variação da irradiância a partir da curva de Irradiação versus Elevação do módulo, bem como avaliar o ganho de potência por meio da curva de Ganho Máximo de Potência versus Elevação para um módulo bifacial inclinado a 30°. Essas relações são apresentadas nas Figuras 5 e 6, respectivamente [1].

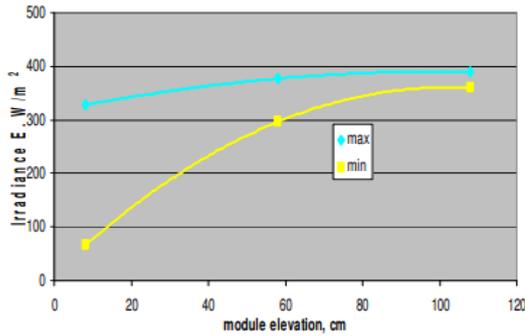


Figura 5 Irradiação na parte traseira do módulo versus elevação do módulo [IEEE, 2010]

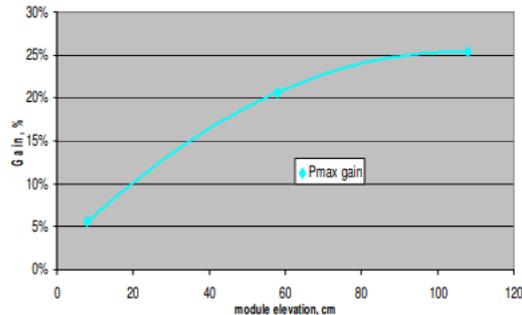


Figura 6 - Ganho de potência versus elevação do módulo bifacial à graus, uma inclinação de 30° [1].

Esse ganho representa o aumento na potência gerada pelos módulos bifaciais conforme a elevação acima do solo aumenta. Ele é expresso como uma porcentagem em relação à potência total gerada pelo módulo em condições de menor elevação e reflete duas principais contribuições: a melhoria na distribuição da irradiação traseira, que se torna mais uniforme e reduz perdas associadas a diferenças de intensidade da luz refletida, e o aumento absoluto da irradiação traseira, devido à maior exposição a reflexos mais amplos e menos obstruídos pelo solo [1].

#### 2.4. Albedo

O albedo, também conhecido como coeficiente de refletividade do solo, representa a capacidade de uma superfície refletir a radiação difusa, sendo a razão entre a radiação refletida pela superfície e a radiação incidente sobre ela. Sua natureza adimensional permite que seja expresso como uma porcentagem, variando de zero, indicando nenhuma reflexão em uma superfície perfeitamente negra, até um, representando uma reflexão perfeita em uma superfície branca [6].

No âmbito dos sistemas fotovoltaicos, o estudo do albedo adquire relevância significativa, especialmente no caso de módulos bifaciais.

A capacidade de produção desses módulos está diretamente associada ao tipo de albedo presente no solo onde são instalados. Dessa forma, é possível alcançar ganhos de produção que chegam até 30% em determinadas condições de albedo. A Tabela 1

apresenta os percentuais correspondentes a cada tipo de albedo, permitindo uma visualização clara dos impactos na geração de energia.

O estudo detalhado do albedo é essencial para o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos eficientes, pois permite compreender sua relação com a geração de energia, viabilizando escolhas criteriosas de locais de implantação e maior aproveitamento dos recursos solares disponíveis, contribuindo para o avanço das tecnologias e a expansão sustentável da geração de energia limpa.

Tabela 1- Percentual de referência de Albedo

<i>Superfície</i>	<i>Albedo (%)</i>
<i>Gramma</i>	14 -22
<i>Concreto</i>	25 -35
<i>Telhas Vermelhas</i>	33 - 35
<i>Alumínio</i>	85
<i>Cobre</i>	74

Fonte: Tabela referência do software PVSYS, 2021

### 3. Dimensionamento da UFVs (Unidades Fotovoltaicas)

O dimensionamento de usinas solares envolve várias etapas fundamentais tanto para módulos monofaciais quanto bifaciais. Abaixo estão as etapas comuns, seguidas das diferenças específicas para cada tecnologia.

#### 3.1. Etapas Comuns no Dimensionamento

O processo de implantação de sistemas fotovoltaicos envolve etapas que garantem a eficiência e o desempenho do projeto. Desde o planejamento inicial, onde são analisadas a viabilidade e as características do local, até o dimensionamento adequado, considerando fatores como irradiação, ângulo de inclinação e possíveis sombreamentos, cada etapa é crucial. Além disso, a escolha criteriosa dos módulos e inversores, componentes essenciais para a conversão e otimização da energia, desempenha um papel central no sucesso do sistema. Essas etapas são comuns a diferentes projetos e formam a base para a implementação de sistemas fotovoltaicos eficazes e sustentáveis.

Análise do Local - Avaliação das características geográficas e climáticas da área, como radiação solar, temperatura e umidade, para determinar o potencial de geração de energia, para o nosso caso foram analisadas usinas instaladas na cidade de Viçosa-MG, as quais apresentaram dados de irradiação semelhantes.

Avaliação do Sombreamento - O sombreamento deve ser considerado em ambas as tecnologias, mas

para módulos bifaciais, temos que considerar o impacto na parte traseira do módulo.

Cálculo da potência de pico dos sistemas – essa etapa estar diretamente relacionada a quantidade de painéis e potência nominais desses. Em nosso estudo para ambas as UFVs foram analisadas usinas com 200 painéis de potência nominal 550W, totalizando uma potência pico de 110 kWp. Abaixo vemos os dados mais relevantes dos painéis analisados:

Tabela 2 - Dados técnicos dos módulos monos x bifaciais

Marca	DAH SOLAR	TRINA SOLAR
Modelo	DHM-72X10 550W	TSM-DEG19C.20
P <sub>max</sub>	550W	550W
V <sub>oc</sub>	50.0V	38.1V
V <sub>mp</sub>	42.2V	31.8V
I <sub>sc</sub>	13.72A	18.39A
I <sub>mp</sub>	12.91A	17.29A
Eficiência do módulo (%)	21.09%	21.00%
Relação de Irradiação (traseira/ frontal)	-	10%
Fator dual-glass	-	Sim

Fonte: DAH SOLAR e TRINA SOLAR, 2023.

Escolha do Inversor – A escolha do inversor é uma das etapas no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, devendo levar em consideração a capacidade técnica do equipamento, a faixa de tensão de entrada e de saída, a eficiência de conversão e o número de MPPTs (*Maximum Power Point Tracker*). Neste trabalho, foi utilizado, em cada sistema avaliado, um inversor do fabricante SOLIS, modelo SOLIS-75K-5G, que se destaca por suas principais características: potência do lado CC de 75 kW e potência nominal do lado CA de 75 kVA. Outras especificações detalhadas sobre o inversor podem ser encontradas nas Tabelas 3 e 4. Sendo estes utilizados com uma sobrecarga fotovoltaica de 46,67%.

Tabela 3 - Dados técnicos de entrada do inversor SOLIS-75K-5G

Dados de Entrada	
Potência máxima de entrada	112,5 Kw
Tensão máx. de entrada	1100V
Tensão nominal	600V
Tensão de partida	195V
Intervalo de tensão mppt	180 – 1000V
Corrente máx. de entrada	9·26 A
Corrente máx. de curto-circuito	9*40 A

Mppts / número de entradas	9/18
----------------------------	------

Fonte: SOLIS, 2020.

Tabela 4 - Dados técnicos de saída do inversor SOLIS-75K-5G

DADOS DE SAÍDA (CA)	
Potência nominal de saída	75 kW
Potência máx. de saída aparente	75kVA
Potência máx. de saída	75kW
Tensão nominal da rede	3/N/PE, 220V
Frequência nominal da rede	60Hz
Corrente nominal de saída da rede	114 A
Corrente máx. de saída	114 A
Fator de potência	0,99

Fonte: SOLIS, 2020.

Projeto do Sistema Elétrico - Desenvolvimento do layout elétrico da usina. Para esse trabalho os sistemas foram dimensionados com 8 MPPTs, cada um contendo 2 strings de 12 módulos de 550W, e 1 MPPT adicional com 1 string de 8 módulos.

### 3.2. Diferenças no Dimensionamento para Módulos Monofaciais e Bifaciais

Antes de explorar as diferenças no dimensionamento de módulos monofaciais e bifaciais, devemos reconhecer que cada tecnologia apresenta características próprias que afetam diretamente o planejamento e o desempenho do sistema fotovoltaico.

Essas particularidades exigem abordagens distintas no dimensionamento e na configuração do sistema. Para os módulos bifaciais, fatores como a altura de instalação, a distância entre fileiras e o albedo do solo são fundamentais para otimizar o aproveitamento da irradiação traseira. Já no caso dos módulos monofaciais, o foco está na maximização da captação direta de irradiação e no controle de sombreamentos. Essas diferenças tornam o processo de dimensionamento uma etapa crucial para garantir a eficiência e o desempenho ideal de cada tecnologia.

Consideração do Albedo – Para módulos bifaciais, é essencial avaliar o efeito do albedo, pois ele influencia diretamente a irradiação refletida para a parte traseira do módulo. Nos projetos analisados, foi adotado um albedo de aproximadamente 0,35, característico de superfícies como terra vermelha ou brita. Esse valor foi escolhido devido às características dos locais de instalação das usinas, que estão situadas na cidade de Viçosa, MG, uma região com predominância de solos desse tipo.

Inclinação e Orientação dos Módulos – O dimensionamento de módulos bifaciais deve maximizar a incidência da radiação refletida, considerando a posição do sol e as características do terreno. Para ambas as usinas, a inclinação dos módulos foi de aproximadamente 20 graus, otimizada para aproveitar ao máximo a irradiância refletida pela superfície abaixo dos painéis, garantindo maior eficiência na geração de energia. A escolha adequada da inclinação e orientação é essencial para maximizar a produção do sistema.

Essas etapas e considerações são essenciais para otimizar a geração de energia e garantir a viabilidade econômica das usinas solares. A seguir, será abordado as particularidades de cada sistema estudado.

#### 4. Análise da Usina Monofacial UFV1 -110kWp

##### 4.1. Localização e Capacidade de Irradiação UFV 1

Para avaliar a viabilidade de uma usina, é fundamental analisar o potencial energético da região. A escolha do local considerou fatores como disponibilidade de terrenos, sombreamento nas unidades fotovoltaicas, custos de implementação e viabilidade de conexão à rede elétrica da CEMIG. Entre os mapas consultados sobre irradiação solar foi utilizado o mapa do Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Esse recurso cartográfico oferece referência confiável para uma análise precisa do potencial solar da região.

Para verificar a disponibilidade de irradiação solar, foram utilizados os valores da Tabela 5 aplicados nas coordenadas UTM: Fuso 23, X = 721162.80 Y = 7703809.15. A Tabela 5 apresenta os valores de irradiação solar disponíveis na cidade de Viçosa, MG, considerando um plano inclinado. Esses valores estão expressos em W/m<sup>2</sup> e indicam a quantidade de energia solar incidente sobre uma superfície inclinada ao longo do tempo.

Tabela 5 - Irradiação da Cidade de Viçosa, MG - Plano Inclinado, (os valores encontram em W/m<sup>2</sup>)

Jan	Fev	Março	Abril
5,60	5,90	4,93	4,37
Mai	Junho	Julho	Ago
3,73	3,54	3,76	4,57
Set	Out	Nov	Dez
4,85	5,06	4,82	5,52

Fonte: Cresesb, 2010.

##### 4.2. Estrutura de Fixação

###### Estrutura de Suporte:

- **Design:** A estrutura foi projetada para suportar duas fileiras de módulos (strings) e permitir um ângulo

de inclinação otimizado de aproximadamente 20 graus.

- **Distância entre Fileiras:** As fileiras foram espaçadas em aproximadamente 9 metros de pé a pé para evitar sombreamento dos painéis dianteiros pelos traseiros.

###### Orientação e Inclinação:

- **Orientação:** Os módulos foram orientados para o norte para maximizar a captação de luz solar.
- **Inclinação:** A inclinação dos módulos foi ajustada para aproximadamente 20 graus, otimizando a produção anual de energia de acordo com a latitude do local.

#### 5. Estudo de caso: UFV 2 – Usina Bifacial 110 kWp

##### 5.1. Localização e Capacidade de Irradiação UFV 2

Para a UFV 2 os mesmos parâmetros de irradiação foram utilizados da UFV 1. Esses dados foram aplicados nas coordenadas UTM: Fuso 23, X = 720686 e Y = 7697937, referentes à UFV 2.

##### 5.2. Estrutura de Fixação

Para estrutura de fixação também foi adotado os mesmos parâmetros descritos anteriormente para a UFV 1, salvo uma diferença entre os Pitch (distância entre pé a pé da estrutura de fixação), onde na UFV 2 foi adotado 12 metros.

#### 6. Produção Real Extraída

A produção real de cada usina ao longo de um ano foi capturada pelo sistema de monitoramento online da fabricante do inversor Solis, denominado SolisCloud, e os dados correspondentes foram apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Produção real extraída UFV 1 x UFV 2

	Produção em kWh - UFV 1	Produção em kWh - UFV 2
Jan/23	13023	13635
Fev/23	12125	12587
Mar/23	12220	13544
Abr/23	13150	12105
Mai/23	10512	11965
Jun/23	10735	11875
Jul/23	9547	10152
Ago/23	9485	10414
Set/23	12455	13151
Out/23	11876	12232
Nov/23	14430	14444

<i>Dez/23</i>	<i>8823</i>	<i>12906</i>
<i>Total anual</i>	<i>138.381,00</i>	<i>149.010,00</i>

Fonte: App monitoramento SolisCloud, 2023.

Para UFV 1 temos uma média de produção em **kWh/mês** foi de 11.531,75 e um total anual de 138.381,00 kwh/ano. E para UFV 2 temos uma média de produção de 12.417,5 **kWh/mês** totalizando um valor anual de 149.010,00 **kWh/Ano**, uma diferença de 7,68% em ganho de produção efetiva.

## 7. Resultados

No comparativo entre as usinas 1 e 2, observamos que a usina com módulos bifaciais apresentou um ganho de produção de 7,68% em relação à usina equipada com módulos tradicionais.

Levando em consideração que o módulo monofacial tem um coeficiente de degradação anual de 0,55% e o módulo bifacial possui um coeficiente de 0,45%, e sabendo que, para ambos os casos, o percentual de degradação no primeiro ano é de até 2%, verificamos que, no consolidado de 25 anos de produção, temos um ganho efetivo em relação à produção de energia dos módulos monofaciais de 8,85%, podemos verificar isso com mais detalhes na Tabela 7. Além disso, ao comparar a vida útil dos equipamentos, conforme garantido pelos fornecedores, observamos que os painéis monofaciais têm uma garantia de produção linear de 25 anos. Em contraste, os módulos bifaciais oferecem uma garantia de produção linear de 30 anos, beneficiando-se da tecnologia de duplo vidro (dual-glass). Esse diferencial resulta em uma extensão de 5 anos na produção garantida, o que contribui para um aumento de 29,81% na produção total ao longo de sua vida útil.

Outro fator são as perdas por degradação com o modelo bifacial temos uma perda menor por degradação do painel. Na tabela abaixo podemos ver alguns comparativos de geração, como também os ganhos de acordo com os anos.

Tabela 7 – Análise de ganhos de potência

	<i>UFV 1 (Monofacial)</i>	<i>UFV 2 (Bifacial)</i>	<i>Ganhos UFV 2</i>
<i>Geração 1 ano</i>	<i>138381,10 kWh/ano</i>	<i>149,010,00 kWh/ano</i>	<i>+7,68%</i>
<i>Geração 10 anos</i>	<i>1332,39 MWh</i>	<i>1439,86 MWh</i>	<i>+8,06</i>
<i>Geração 20 anos</i>	<i>2591,38 MWh</i>	<i>2814,02 MWh</i>	<i>+8,59</i>
<i>Geração 25 anos</i>	<i>3195,31 MWh</i>	<i>3478,20 MWh</i>	<i>+8,85%</i>
<i>Geração 30 anos</i>	<i>3195,31 MWh</i>	<i>4147,87MWh</i>	<i>+29,81</i>
<i>Perdas (degradação em 25 anos)</i>	<i>-15,2%</i>	<i>-12,8%</i>	<i>+2,4%</i>

Fonte: Autoria própria

Fazendo uma análise financeira do investimento das duas UFVs, vamos inicialmente definir um preço de mercado para os seguintes equipamentos:

Tabela 8 – Preço de mercado dos equipamentos utilizados

<i>Equipamentos</i>	<i>Preço de Mercado</i>
<i>Kit fotovoltaico 110 kWp com painéis monofaciais DHM-72X10550W</i>	<i>R\$146.000,00</i>
<i>Kit fotovoltaico 110 kWp com painéis Bifaciais TSM-EG19C.20</i>	<i>R\$168.000,00</i>
<i>Cabos, dutos e eletrodutos</i>	<i>R\$20.000,00</i>
<i>Serviço de instalação e montagem</i>	<i>R\$88.000,00</i>

Fonte: Autoria própria

Como mostrado na Tabela 8 temos um investimento total para UFV 1 de aproximadamente R\$ 254.000,00 reais e para UFV 2 um valor de R\$ 276.000,00 reais, ou seja, um valor de investimento 8,66% maior do que a comparada com a UFV 1. Outro fator importante para nossa análise é o preço médio do kWh/mês na região no qual a micro geração estar estabelecida. Para nossa análise foi definido o valor de R\$ 0,958 para o valor do kWh médio da região de Viçosa, Minas Gerais onde estar localizado as duas Usinas.

Conforme observado na Tabela 9, a UFV 2, que utiliza tecnologia bifacial, apresenta um ganho monetário de 8,81% em relação à UFV 1 ao longo dos 25 anos de sua vida útil de produção, isso equivale a quantia de R\$ 271.187,94 reais, o qual comparado com a diferença do valor de investimento inicial é aproximadamente 12,31 vezes maior.

Outro fator notável é que mesmo que o valor por Wp seja maior para a UFV 2, o valor do preço por geração é igual em 25 anos.

Tabela 9 - Análise Financeira

	<i>UFV 1 (Monofacial)</i>	<i>UFV 2 (Bifacial)</i>	<i>Ganhos UFV2</i>
<i>Potência (kWp)</i>	<i>110 kWp</i>	<i>110 kWp</i>	<i>-</i>
<i>Custo Inicial</i>	<i>R\$254.000,00</i>	<i>R\$ 276.000,00</i>	<i>-</i>
<i>kWh atual (R\$)</i>	<i>R\$0,96</i>	<i>R\$0,96</i>	<i>-</i>
<i>Geração 1 Anos (MWh)</i>	<i>138,38MWh</i>	<i>149,01MWh</i>	<i>+7,68%</i>
<i>Rendimentos (R\$)</i>	<i>R\$ 132.844,80</i>	<i>R\$ 143.049,60</i>	<i>+7,68%</i>
<i>Geração 25 Anos (MWh)</i>	<i>3185,31 MWh</i>	<i>3478,20 MWh</i>	<i>+8,81%</i>
<i>Rendimentos (25 anos)</i>	<i>R\$3.063.024,1</i>	<i>R\$3.334.212,1</i>	<i>+8,81%</i>

UFV 1 x UFV 2 (R\$) (25 anos)	-	R\$+271.187,94	-
Preço/Wp	R\$2,31	R\$2,51	-
Preço/kWh gerado (25 anos)	R\$0,08	R\$0,08	-

Fonte: Autoria própria

Analisando o payback simples, que não considera oscilações no valor do kWh/mês nem ajustes no valor do ganho da operação, e levando em conta o valor inicial da UFV 1 e da UFV 2, observamos uma diferença de investimento de R\$ 22.000,00. Comparando essa diferença com o ganho financeiro ao longo dos 25 anos da usina 2, podemos verificar na Figura 7 abaixo que, já no quarto ano, a usina bifacial se torna mais vantajosa

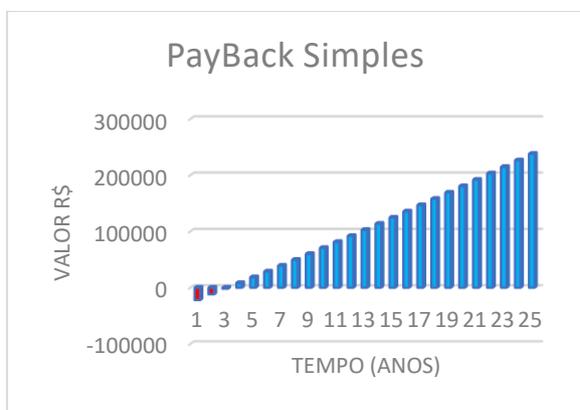


Figura 7– PayBack Simples (autoria própria)

## 8. Conclusão

Ao concluir a comparação entre usinas com módulos monofaciais e bifaciais, notamos que, para as usinas avaliadas neste artigo, a UFV 2, que emprega a tecnologia bifacial, apresentou um ganho de potência de 7,68% em comparação com a usina de módulos tradicionais já no primeiro ano de produção, gerando assim um aumento de 10.628,9 kWh/mês. Além disso, ao analisar a geração linear ao longo de 25 anos, observamos uma menor degradação na usina 2 e uma maior eficiência nos casos estudados, resultando em um ganho de potência de 8,85% e uma diferença de produção de 282,89 MWh. Esse ganho gerou um impacto financeiro positivo de R\$ 271.187,94, valor superior à diferença de investimento necessária para adotar a tecnologia de duplo vidro.

Conclui-se, portanto, que para a situação estudada, os painéis bifaciais apresentam uma performance mais produtiva e financeiramente mais viável.

## 9. Referências

[1] KREININ, Lev et al. PV module power gain due to bifacial design: preliminary experimental and

simulation data. In: **IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE**, 35., 2010, Honolulu. Anais [...]. Piscataway: IEEE, 2010. p. 2171-2175. DOI: 10.1109/PVSC.2010.5617000

[2] **INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA**. Accelerating the global energy transformation. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017. ISBN 978-92-95111-06-6. **ALBERTI, L. A.** Da pintura. Campinas: Unicamp, 1999.

[3] **INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA**. Accelerating the global energy transformation. International Renewable Energy Agency Journal, Abu Dhabi, 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/publications>. Acesso em: 20 jan. 2025. **ALBERTI, L. A.** Da pintura. Revista de Arte e Cultura, Campinas: Unicamp, 1999.

[4] **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME – IEA-PVPS**. Snapshot of global photovoltaic markets: survey report global photovoltaic (1992-2016). *IEA-PVPS Journal*, 2017. Disponível em: <https://iea-pvps.org/publications>. ISBN 978-3-906042-58-9. Acesso em: 20 jan. 2025.

[5] **BORDINA, N. M.; BORISOVA, N. A.; DALETSKII, G. S.; ZADDE, V. V.; ZAITSEVA, A. K.; LANDSMAN, A. P.; LETIN, V. A.** Using the radiation reflected from the Earth for increasing the power of solar batteries. *Kosmicheskie Issledovaniya*, v. 14, n. 2, p. 293-299, 1976.

[6] **FEBRAS, Filipe Sehn**. Desenvolvimento de módulos fotovoltaicos concentradores estáticos com refletor difuso. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

[7] **GALE, T.** *Environmental encyclopedia*. 3rd ed. Detroit: Gale Group, 2003. ISBN 0-7876-5486-8.

[8] **ALVES, Marliana de Oliveira Lage**. Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 14, n. 2, p. 45-58, 2019.

[9] **ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRO-DIST. Módulo 8: Qualidade da energia elétrica. *Revista Brasileira de Energia Elétrica*, v. 9, n. 1, p. 45-58, 2015.

[10] **VALLALVA, Marcelo Gradella**. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 2, n. 1, p. 10-25, 2017.

[11] **MARTINS, Mateus Alves.** Dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid com energia de reserva. *Revista Engenharia Elétrica Pedra Branca*, v. 5, n. 3, p. 45-58, 2018.

[12] **NUNES, Evandro Ailson de Freitas.** Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaica. *Revista Brasileira de Engenharia Elétrica*, v. 6, n. 4, p. 123-137, 2017.

[13] **ROCHA, Paulo Antunes.** Plataforma de aquisição de dados e algoritmo não embarcado para medição de distorção harmônica na rede elétrica. *Revista Brasileira de Engenharia Elétrica*, v. 8, n. 2, p. 45-59, 2016. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/dokuwiki/arquivostccs/355.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2022.

[14] **MONTEIRO, Felipe Taveira.** Otimização e simulação de uma usina fotovoltaica com módulos bifaciais. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 3, n. 1, p. 22-36, 2018.

[15] **SEME, Sebastijan; TUMBERGER, Bojan; HADŽISELIMOVIĆ, Miralem; SREDENLEK, Klemen.** Solar photovoltaic tracking systems for electricity generation: a review. *Energies*, [S.L.], v. 13, n. 16, p. 4224, 15 ago. 2020. DOI: 10.3390/en13164224.

[16] **ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Resolução Normativa ANEEL n. 1.000, de 7 de dezembro de 2021. *Revista Brasileira de Regulação de Energia*, v. 10, n. 3, p. 45-58, 2021. Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica.

[17] **NASCIMENTO, A. C.** Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, [S.L.], v. 1, n. 1, p. 1-15, 2004. Disponível em: [https://www.solenerg.com.br/files/monografia\\_cassio.pdf](https://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf). Acesso em: 20 jan. 2025.

[18] **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI.** Bifacial photovoltaic technology: a market and technical assessment. *Journal of Solar Energy Engineering*, [S.L.], v. 138, n. 4, p. 040801, 2016. Disponível em: <https://www.epri.com/research/products/3002008374>. Acesso em: 20 jan. 2025.

[19] **KALOGIROU, S. A.** Solar energy engineering: processes and systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, [S.L.], v. 8, n. 3, p. 034701, 2016. Disponível em: <https://www.elsevier.com/books/solar-energy-engineering/kalogirou/978-0-12-803877-8>. Acesso em: 20 jan. 2025.