

DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS SOB DIFERENTES CONDIÇÕES OPERACIONAIS NO ESTADO DE MINAS GERAIS NO BRASIL

Daniel Sena Braga – danielsb@pucminas.br

Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz

Denio Alves Cassini

Vinícius Augusto Camatta Santana

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica

Lawrence L. Kazmerski

Renewable and Sustainable Energy Institute (RASEI), University of Colorado Boulder, Boulder, Colorado 80309, USA

Trabalho número 234 – 4.2 Tecnologias e ensaios em módulos fotovoltaicos

Resumo. As instalações fotovoltaicas cumulativas do Brasil já ultrapassaram 35 GWp. A tecnologia fotovoltaica de crescimento mais rápido é o módulo fotovoltaico bifacial, que está agora a ser incorporado em mais de 2/3 das novas usinas solares. Esses módulos captam a radiação solar tanto na parte frontal quanto posterior, proporcionando ganhos na produção de energia elétrica em comparação aos módulos monofaciais. A aceitação do mercado e o controle de qualidade desta tecnologia requerem métodos padrão para determinar com precisão a potência nominal dos módulos bifaciais. Mas a especificação da produção de energia da parte posterior bifacial é complicada devido a fatores críticos que incluem o albedo, a distância, altura e posicionamento dos módulos, o sombreamento da superfície posterior e as condições geográficas e climáticas específicas. Este artigo aborda essas questões na determinação do desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais nas condições tropicais do estado de Minas Gerais. Especificamente, o ganho bifacial para módulos é avaliado, avaliando os efeitos do albedo, manutenção do local, condições climáticas/ambientais, comportamento térmico e sombreamento da superfície posterior. Os casos especiais de sistemas de rastreamento versus sistemas sem rastreamento são avaliados mostrando necessidades de atenção específica às mudanças de albedo e restrições de sombreamento do lado posterior do módulo. Esses estudos são realizados em usinas reais com diferentes condições de operação (por exemplo, rastreamento, não rastreamento, cobertura do solo). A metodologia inclui caracterização IV de módulos e imagens/mapeamento térmico sob condições climáticas e meteorológicas existentes. As correlações com as condições experimentais de albedo são uma preocupação especial nestes estudos. Esses resultados são posteriormente comparados com medições laboratoriais controladas para estabelecer as informações necessárias para melhor avaliar o padrão em desenvolvimento para as condições operacionais locais reais. Este estudo de caso fornece avaliação da qualidade dos módulos fotovoltaicos bifaciais usados e de suas instalações no mercado fotovoltaico brasileiro.

Palavras-chave: Bifacial, Albedo, Desempenho.

1. INTRODUÇÃO

As instalações fotovoltaicas (PV) cumulativas do Brasil já ultrapassaram 35 GWp (ANEEL, 2023). Em 2022, o Brasil ficou em 4º lugar no mundo em potência fotovoltaica adicionada (Mints, 2023 e REN21, 2023). A tecnologia fotovoltaica de crescimento mais rápido e mais promissora é o módulo fotovoltaico bifacial – que está agora a ser incorporado em mais de 2/3 das novas usinas solares. Esses módulos coletam a radiação solar tanto na parte frontal quanto na posterior e proporcionam ganhos na produção de energia elétrica em comparação com os módulos monofaciais tradicionais na faixa de 5% a 30% na maioria das condições do local.

O módulo predominante na indústria é agora o módulo monofacial (com e células bifaciais), que deverá representar aproximadamente 65% em 2023, conforme mostrado na Fig. 1. No entanto, a tendência do mercado para módulos bifaciais deverá aumentar significativamente nos próximos anos, devendo atingir aproximadamente 70% na próxima década (ITRPV, 2023). O crescimento significativo na implantação destes módulos nos mercados mundiais e a rápida queda no preço dos módulos nos últimos 6 anos também são indicados - com a diferença entre o preço das tecnologias convencionais monofaciais e bifaciais fechando para quase os mesmos valores (Mints, 2023 e REN21, 2023). Assim, o uso de células bifaciais para aplicações monofaciais e bifaciais tornou-se financeira e tecnologicamente viável.

Os principais eventos tecnológicos na evolução da tecnologia solar fotovoltaica bifacial estão resumidos na Fig. 2. Durante a década de 1980, uma série de publicações pioneiras previram o avanço da tecnologia. Um ponto importante foi a demonstração da primeira célula solar de Si bifacial prática de alta eficiência por Mohlecke, Zanenco e Luque em 1994.

O início da produção comercial de módulos fotovoltaicos bifaciais remonta a 1984 com o estabelecimento da ISOFOTON, uma empresa espanhola que surgiu como uma startup do Instituto de Energia Solar da Universidade

Politécnica de Madrid [7]. Naquela época, as remessas anuais mundiais eram de 24 MW – em contraste com os >260 GW/ano despachados em 2022 e a capacidade instalada acumulada de 1.185 GW alcançada no final daquele ano (REN21, 2023 e IEA, 2023). O desenvolvimento da tecnologia bifacial incluiu o interesse na concentração da tecnologia fotovoltaica (Lorenzo, 2021). A Fig. 2 destaca as primeiras instalações de sistema modestas que levaram a centrais eléctricas de nível MW (Nordmann et al., 1998 e PVG, 2016) com o rápido crescimento da indústria no período 2000-2020.

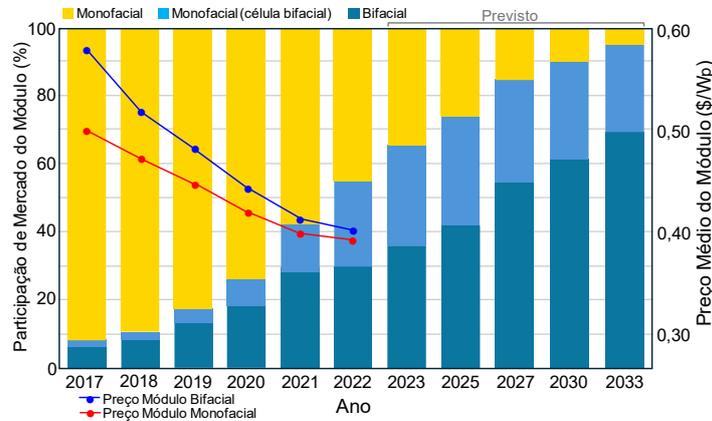


Figura 1. Participação no mercado mundial de módulos monofaciais e bifaciais em função do tempo, mostrando crescimento de 2017 a 2022 e previsão de distribuição de 2023-2033. Os preços dos módulos monofaciais e bifaciais são apresentados para 2017-2022, indicando a redução da diferença entre os preços desses tipos de módulos. (ITRPV, 2023 e Mints, 2023).

Nos estágios iniciais do conceito de tecnologia terrestre, de 1980 a 2000, instituições acadêmicas e organizações de pesquisa lideraram principalmente a compreensão, a demonstração de pesquisas e o desenvolvimento de dispositivos de baixo custo para células solares bifaciais. Esta pesquisa abriu caminho para que os principais fabricantes comerciais de Si, como Solar Wind, PVGS, Yingli, Canadian, BYD, Trina, Longi e muitos outros, se tornassem pioneiros na produção de células solares bifaciais padrão usando processos de fabricação econômicos (Libal e Kopecek, 2019). Recentemente, um módulo comercial de filme fino bifacial foi introduzido pela First Solar (Pickerel, 2023).

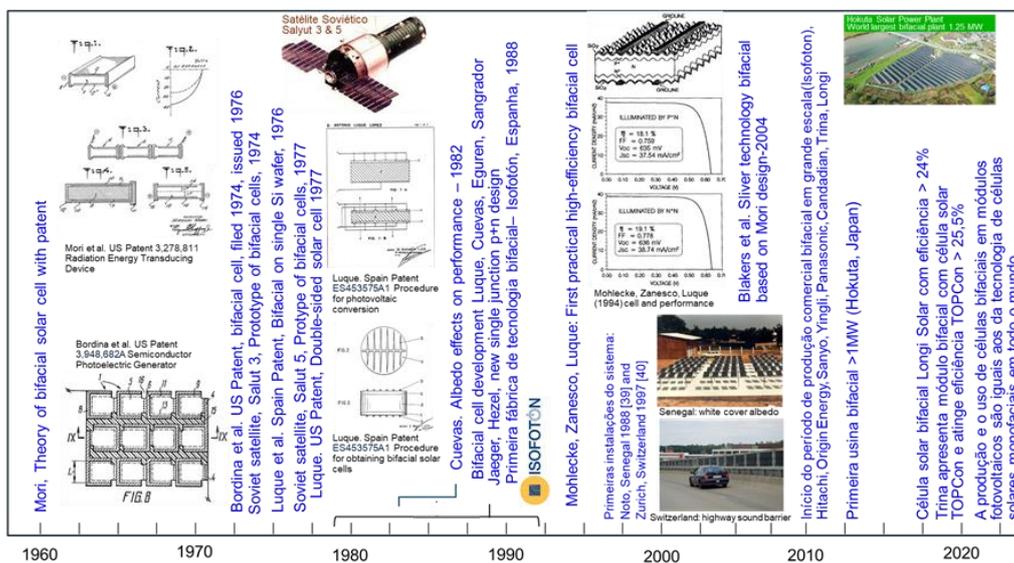


Figura 2. As principais contribuições técnicas para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica bifacial de 1960 a 2021. O progresso mostra a evolução da análise teórica até a realização de usinas de energia em grande escala.

No entanto, apesar dos avanços nos estudos de design de células durante os anos subsequentes, a tecnologia fotovoltaica bifacial não alcançou ampla popularidade até a produção em escala industrial de células eficientes de Emissor Passivado e Célula Traseira (PERC) (Blakers, 2019). A indústria bifacial adotou o PERC com tendências em direção à tecnologia Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon) (Solar Power World, 2019 e PV Magazine, 2022).

Como já observado, as células bifaciais possuem desempenho e capacidade financeira para serem empregadas tanto em módulos monofaciais tradicionais quanto em módulos bifaciais projetados com superfícies traseiras transparentes (ITRPV, 2023).

O aumento na produção de energia na parte posterior de um gerador fotovoltaico é diretamente influenciado por vários parâmetros importantes. Estes incluem o albedo do local, definido pela quantidade de luz solar refletida do solo ou das superfícies circundantes na parte traseira dos painéis bifaciais. Além disso, a distância física entre fileiras de módulos e a altura de instalação dos módulos em relação ao solo também são cruciais para maximizar a produção de energia na parte posterior do módulo. Juntos, esses parâmetros têm um impacto significativo no desempenho geral e na eficiência do sistema fotovoltaico.

Atualmente, a maioria dos fabricantes e desenvolvedores designam o ganho bifacial em suas especificações. Este parâmetro considera a energia produzida pela parte posterior do dispositivo como uma fração adicional da energia produzida pela parte frontal do módulo. Ao consultar uma ficha técnica, o projetista encontra uma relação de potência nominal para a parte frontal sob condições STC padrão e um possível ganho de potência considerando a parte traseira, sem condições de referência claramente definidas. No entanto, isso pode resultar em incertezas significativas no dimensionamento do sistema do projeto, no cabeamento e nas especificações do inversor. As abordagens padrão reduziram os erros e aumentariam a confiança técnica e financeira no desempenho do sistema. No entanto, não há consenso atual sobre como definir melhor os conceitos e ganhos em bifacialidade ou fator de bifacialidade (ou seja, a comparação de produção de energia entre o lado posterior e frontal do módulo) nas fichas técnicas do dispositivo. Embora uma nova norma técnica, IEC 60904-1-2, esteja em desenvolvimento para abordar as diferenças entre módulos bifaciais e monofaciais, a complicada especificação da produção de energia da parte posterior bifacial sob condições climáticas e operacionais específicas precisa ser abordada para garantir a qualidade da instalação (Lopez-Garcia et al, 2022 e IEC, 2019).

Este estudo de caso fornece um foco específico em um estudo maior que relatamos recentemente sobre a qualidade e confiabilidade de instalações fotovoltaicas em Minas Gerais (Kazmerski et al, 2023), cobrindo uma variedade de tecnologias fotovoltaicas de silício cristalino e de filme fino. Esta investigação levanta resultados para três locais representativos no estado de Minas Gerais, os locais mostrados na Fig. 3, com comparações e preocupações específicas de desempenho de PV bifacial. Iguatama e Itaguara são rastreadores bifaciais e fixos, respectivamente. Itaguara fornece adicionalmente a investigação de vários albedos comumente encontrados usando os mesmos módulos bifaciais. Três Marias permite a avaliação do potencial aumento de potência da tecnologia bifacial em relação à instalação fotovoltaica monofacial existente. Este artigo aborda essas questões na determinação do desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais em locais tropicais do Brasil. Especificamente, o ganho bifacial para módulos e sistemas é avaliado, avaliando os efeitos do albedo, manutenção do local, condições climáticas/ambientais, comportamento térmico e sombreamento da superfície posterior. Os casos especiais de sistemas de rastreamento versus sistemas sem rastreamento são avaliados mostrando necessidades de atenção específica às mudanças de albedo e restrições de sombreamento do lado posterior do módulo.

Esses estudos são realizados em usinas reais com diferentes condições de operação. A metodologia inclui caracterização IV cuidadosa de módulos e strings, imagens/mapeamento térmico correspondente, medições precisas de albedo e correlação com as condições meteorológicas do local. Embora não identifiquemos fabricantes de módulos neste artigo, examinamos módulos de 6 fontes e todos atenderam às especificações declaradas (Kazmerski et al, 2023). Este estudo de caso relata a importante avaliação da qualidade dos módulos fotovoltaicos bifaciais usados e de suas instalações no mercado de usinas fotovoltaicas do Brasil.

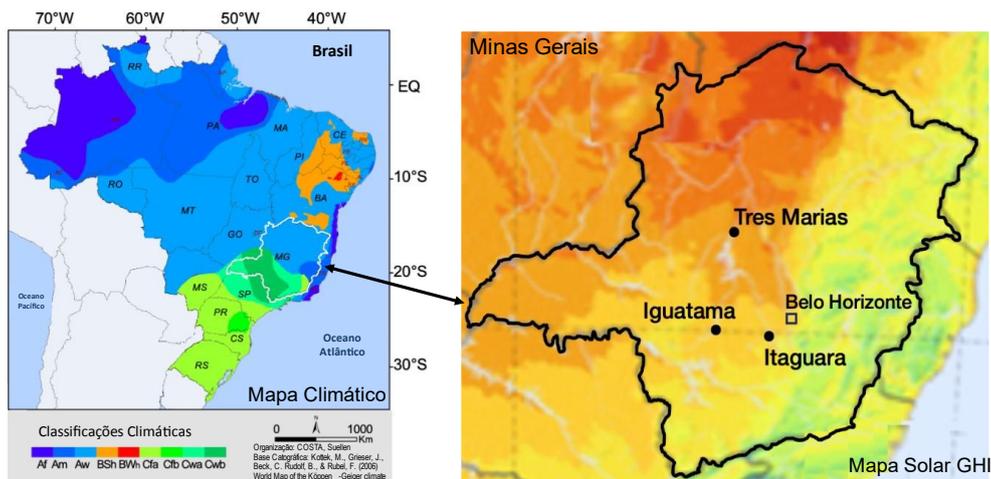


Figura 3. Mapa da zona climática do Brasil com mapa de irradiância solar global horizontal identificando locais de pesquisa, com a capital do estado, Belo Horizonte, fornecida como referência.

2. METODOLOGIA

Para cada usina, a pesquisa começa com uma inspeção no local seguindo o método de planilha NREL (Wohlgemuth e Kurtz, 2011). Documenta o estado das matrizes e módulos (fição, danos, sujeira, sombreamento etc.), os parâmetros

físicos definidos na seção anterior e a manutenção e condição do local. Especificamente, o GCR, a altura do módulo e a inclinação foram analisados para garantir instalações ideais. Os testes e medições incluem registro das características elétricas (sob condições padrão IEC), termografia e avaliação das características de albedo importantes para o local. Módulos e strings individuais são avaliados e comparados com as especificações e testes de aceitação do fabricante. Todos os módulos e strings foram limpos antes de realizar as medições.

Caracterização elétrica: Os parâmetros elétricos obtidos do módulo fotovoltaico são corrente, tensão e potência nominal, e toda a característica IV é registrada. Um traçador de curva Daystar DS-1000 IV foi utilizado para esses procedimentos. A análise desta característica verifica o desempenho dos módulos e identifica possíveis problemas. O traçador de curva registra a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e a potência máxima (tensão e corrente neste ponto) do módulo. A temperatura nominal do módulo é monitorada usando sensores termopares.

Irradiância solar e albedo: Para a medição da radiação solar global e refletida, e do albedo solar, foi utilizado um Albedômetro Digital Classe A Hukseflux, modelo SRA30-D1. Este albedômetro é composto por dois piranômetros SR30 Spectrally Flat Classe A. Nesta configuração, um piranômetro está voltado para cima, medindo a radiação solar global no plano do módulo, e o outro está voltado para baixo, medindo a irradiância solar refletida pela cobertura específica do solo.

Condições climáticas e temperatura: Uma estação meteorológica fabricada pela LUFFT, modelo WS600-UMB, foi utilizada para medir a temperatura ambiente nas proximidades do módulo. A temperatura nominal do módulo é registrada por meio de sensores termopares conectados ao equipamento eletrônico.

Termografia: Imagens infravermelhas das superfícies dos módulos fotovoltaicos foram mapeadas em área para avaliar possíveis problemas operacionais (por exemplo, pontos quentes devido a defeitos, sombreamento etc.). Uma câmera infravermelha Fluke Ti450 foi usada para esses procedimentos. Este equipamento possui alta sensibilidade, possibilitando a visualização até mesmo de pequenas diferenças de temperatura no módulo. A câmera exibe essas informações por meio de uma paleta de cores apresentada em sua interface touchscreen.

Caracterização bifacial: A avaliação da diferença de produção de energia entre as células “frontais” e “posteriores” dos módulos envolveu a realização de três configurações de testes elétricos (Fig. 4):

- 1) IV características do módulo completo.
- 2) IV características do lado frontal do módulo, com o lado posterior coberto.
- 3) IV características do lado posterior do módulo, com o lado frontal coberto.

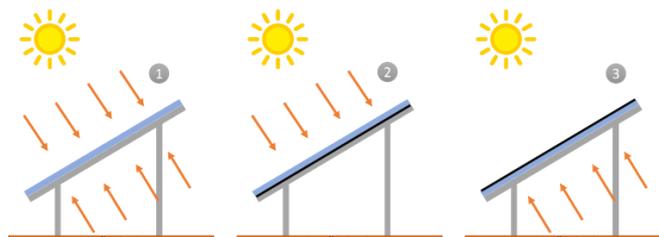


Figura 4. As características IV foram obtidas para três configurações de teste diferentes.

Os testes fornecem os valores dos principais parâmetros elétricos medidos e curvas I -V para as três configurações de teste: o módulo completo, o lado posterior coberto e o lado frontal coberto.

Cobertura do solo: As usinas de energia solar localizadas no estado de Minas Gerais estão localizadas principalmente em áreas de cobertura natural do solo, sejam solos vermelhos ou acastanhados e solos com vegetação não uniforme. Algumas usinas bifaciais foram preparadas com pedras trituradas de cor clara para aumentar a quantidade de irradiação refletida e, conseqüentemente, aumentar a produção de energia. Num caso, uma cobertura polimérica branca patenteada foi investigada para potencial utilização dupla (isto é, para aumentar o albedo e para mitigar o crescimento da vegetação). Esses recursos de “paisagismo” são ilustrados na Fig. 5.



Figura 5. Vários tipos de cobertura do solo para sistemas em Minas Gerais com diferentes albedos (1) solo vermelho, (2) vegetação natural verde, (3) cobertura polimérica branca, (4) brita branca.

3. RESULTADOS

Três casos distintos são investigados para os efeitos dos parâmetros importantes no desempenho da tecnologia bifacial nas condições operacionais do Brasil. Estes também ilustram os problemas na comunicação de desempenhos para estas tecnologias. Através da avaliação do desempenho de um módulo bifacial utilizando coberturas reais com diversos materiais encontrados nos solos de Minas Gerais (albedo), foi possível comparar os resultados obtidos para os módulos bifaciais em diferentes regiões (Fig. 3). O primeiro caso (Iguatama) é representativo dos levantamentos normais para as usinas fotovoltaicas. O segundo caso, Três Marias, fornece um estudo especial para avaliar o ganho no uso de módulos bifaciais em relação aos painéis convencionais existentes - bem como uma avaliação de uma potencial cobertura polimérica branca do solo para aumentar o albedo e limitar o crescimento da vegetação. Itaguara é uma planta sem rastreamento e representa o terceiro caso com comparações lado a lado dos efeitos de diferentes coberturas de solo no desempenho. As configurações físicas das usinas neste estudo foram avaliadas e todas atendem aos requisitos de GCR e altura para fornecer a potência ideal da instalação.

3.1 Usina Solar Iguatama

O primeiro caso considera uma avaliação aprofundada de um sistema de rastreamento solar bifacial orientado Leste-Oeste. A Usina Solar Iguatama está localizada no Centro-Oeste de Minas Gerais (Fig. 3), com coordenadas (20,174°S, 45,7082°W). Esta usina foi instalada em 2022 com capacidade de 2,5 MW (com sistema gêmeo de 2,5 MW localizado adjacente). Esta instalação apresenta uma cobertura não uniforme de solo vermelho e vegetação (Fig. 6) típica da maioria dos sistemas bifaciais atuais no Estado de Minas Gerais.

O albedo foi medido em vários pontos ao longo de fileiras de módulos em locais não sombreados, com superfície/vegetação representativa do solo. O valor médio do albedo encontrado nessas condições foi de aproximadamente 0,11. Este albedo é esperado para esta cobertura do solo, mas a melhoria na reflexão através da manutenção do local poderia melhorar este parâmetro e o desempenho do sistema resultante.



Figura 6. Detalhes das condições do terreno da Usina Solar Iguatama.

O gerador fotovoltaico é composto por módulos bifaciais vidro-vidro com células monocristalinas e potência nominal de 590 Wp. O módulo possui fator de bifacialidade de $70\% \pm 5\%$. Para avaliar a diferença de produção de energia entre as células “frontal” e “posterior” do módulo, foram realizados testes elétricos em três configurações diferentes. Todas as características IV obtidas foram normalizadas para condições de teste padrão (STC), com irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Módulos e strings foram medidos para avaliar a qualidade. Todos atenderam às especificações do fabricante. Um resultado de módulo é apresentado aqui para ilustrar o desempenho típico.

Seguindo a metodologia, as características operacionais IV do módulo completo (ambos os lados) foram registradas (ou seja, nenhum dos lados do módulo bifacial foi coberto) e normalizadas para STC conforme apresentado na Fig 7. Os resultados estão resumidos na Tabela 1.

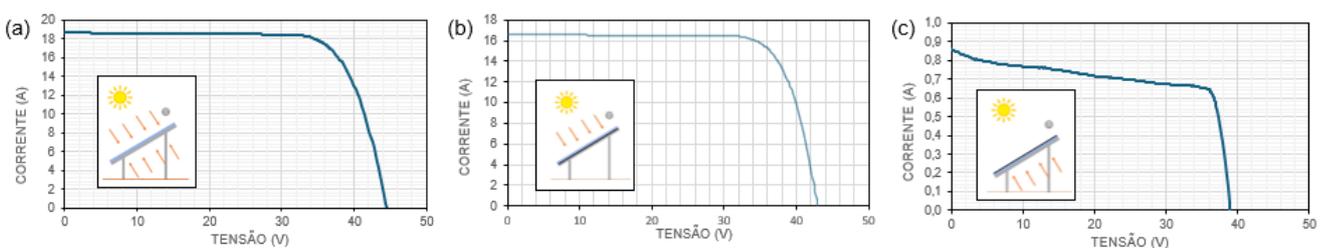


Figura 7. Características IV do módulo bifacial (Iguatama): (a) Completo (operando com laterais frontal e traseira); (b) Somente parte frontal; (c) Somente parte traseira.

Tabela 1 - Resumo da ficha técnica e valores medidos para parâmetros IV para módulos bifaciais típicos da Usina Iguatama.

	Média Albedo	Área (m ²)	Voc (V)	Isc (A)	FF	Vm (V)	Eu sou (A)	PM (Wp)	Eficiência (%)	Bifacial Ganho
Iguatama (monitorando)										
Ficha de dados (Fator de Bifacialidade : 70%±5%)		2,83	41,30	18,16	0,789	34,52	17,15	590	20,8	
Completo		2,83	44,56	18,65	0,754	35,73	17,53	626,3	22,1	6,5%
Frente		2,83	42,95	16,58	0,775	35,09	15,73	551,9	19,5	
Traseira	0,11	2,83	38,96	0,86	0,694	35,96	0,65	23,2	---	

Posteriormente, as características IV também foram adquiridas para o lado frontal do módulo e o lado posterior separadamente (Figs. 7 b,c). Isto é, com os lados posterior e frontal cobertos conforme mostrado na Fig. 8 para adquirir cada resultado independentemente. Os parâmetros IV típicos estão incluídos na Tabela 1.



Figura 8. Procedimento para características IV dos lados dianteiro e traseiro separados do módulo bifacial.

A partir dessas medidas (Fig. 7), calcula-se um ganho bifacial de 6,2%. A partir da medição independente dos lados frontal e posterior do módulo expostos à mesma irradiância padrão, o fator de bifacialidade estava dentro da especificação do fabricante.

A mudança na forma das características (Fig. 7c) obtidas para o lado posterior do módulo é provavelmente devido a algum nível de iluminação não uniforme e inferior da área posterior do módulo - e parece ser consistente para toda a instalação. Como resultado, o fator de preenchimento do lado posterior foi inferior às características IV de todo o módulo: 69,4% vs 75,4%, respectivamente. Para a configuração deste sistema de rastreamento solar, o tubo de torque forneceu uma fonte de sombreamento no lado posterior do módulo. Isso foi responsável pelas características das células posteriores e pela redução do ganho bifacial.

O tubo de torção da estrutura do sistema de rastreamento ficou a uma distância de aproximadamente 8 cm da face posterior dos módulos fotovoltaicos. Uma inspeção termográfica foi realizada nas fileiras de módulos usando a câmera infravermelha Fluke Ti450. A temperatura média da célula foi encontrada em 52 °C. Adicionalmente, observou-se que ao longo de todas as fileiras de módulos, as células solares localizadas na altura média dos módulos exibiam até 30 °C superior à temperatura média do módulo, conforme mostrado na Fig. 9. Mais estudos estão sendo realizados para estabelecer uma relação entre o aquecimento da célula e o sombreamento causado pela estrutura de montagem e como isso pode ser mitigado. Observou-se arqueamento do centro do módulo que pode ser resultado desta não uniformidade de temperatura. A preocupação é que, com o tempo, essa diferença de temperatura possa ser a causa raiz da degradação do módulo e do sistema. No entanto, atualmente todos os módulos fotovoltaicos (e strings) atendem às especificações de comissionamento padrão e do fabricante.



Figura 9. Termografia de módulos fotovoltaicos usando a câmera infravermelha Fluke Ti450.

3.2 Usina Solar Três Marias

A localização de Três Marias é mostrada na Fig. 3 (18,2053°S, 45,2275°W), localizada próxima ao rio São Francisco, noroeste de a Capital Mineira. O tracker de rastreamento de eixo único atualmente usa módulos fotovoltaicos monofaciais e monocristalinos. Esses módulos monofaciais de 395 Wp atenderam às especificações do fabricante [18].

Contudo, o objetivo deste estudo teve como objetivo avaliar o ganho de produção da usina solar se equipada com módulos bifaciais. Como o operador do local estava implementando plantas adicionais para a área, a análise do que o ganho bifacial proporcionaria com a cobertura natural do solo – e possivelmente a opção de instalar uma camada polimérica branca sob as fileiras dos módulos. A cobertura natural do solo do local é composta por solo vermelho (alto teor de ferro) e vegetação não uniforme (Fig. 10). O objetivo da instalação da camada polimérica branca é criar uma superfície que aumente significativamente a radiação refletida pelo solo, além de reduzir o impacto do crescimento da vegetação próximo aos módulos. Isso evitaria problemas de sombreamento em horários específicos do dia encontrados no local – e reduziria os custos de manutenção.



Figura 10. Medição comparativa do albedo em Três Marias: Esquerda – Cobertura natural do solo; À direita – camada polimérica branca.

Um albedômetro foi instalado em área sem sombra e com superfície/vegetação representativa do solo (Fig. 10). Os valores de albedo encontrados foram de 0,20 durante o período próximo ao meio-dia solar. Para a estimativa de ganho bifacial de um módulo, curvas IV foram traçadas para referência em nossos módulos de referência bifacial (trazidos ao local especificamente para esta parte do levantamento do local), com potência nominal de 405 Wp. Este módulo é uma configuração vidro-vidro sem moldura metálica e possui fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$. Novamente, todas as curvas IV foram normalizadas para condições de teste padrão (STC), com irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Para a condição de albedo natural solo/vegetação, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) de 375,9 Wp, com corrente de potência máxima (I_{MP}) de 10,86 A e tensão de potência máxima (V_{MP}) de 34,61 V (Fig. 11a). A corrente de curto-circuito (I_{SC}) obtida foi de 11,47 A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de 43,69 V. A avaliação das superfícies frontal e posterior do módulo, conforme descrito para Iguatama, rendeu um ganho bifacial um pouco superior ($\sim 7\%$) do que Iguatama devido ao maior albedo.

Posteriormente, uma camada polimérica branca foi instalada abaixo da fileira de módulos para quantificar a maximização da radiação refletida pelo solo, conforme mostrado na Figura 10b. Nesta condição, observou-se que o albedo atingiu valores próximos de 0,50 no momento da medição da curva IV do módulo, representando uma variação positiva de mais de duas vezes em relação ao solo natural.

Após a instalação da camada polimérica branca no solo, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) de 389,2 Wp, com corrente de potência máxima (I_{MP}) de 11,52 A e tensão de potência máxima (V_{MP}) de 33,78 V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) obtida foi de 11,93 A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de 43,17 V (Fig. 11b).

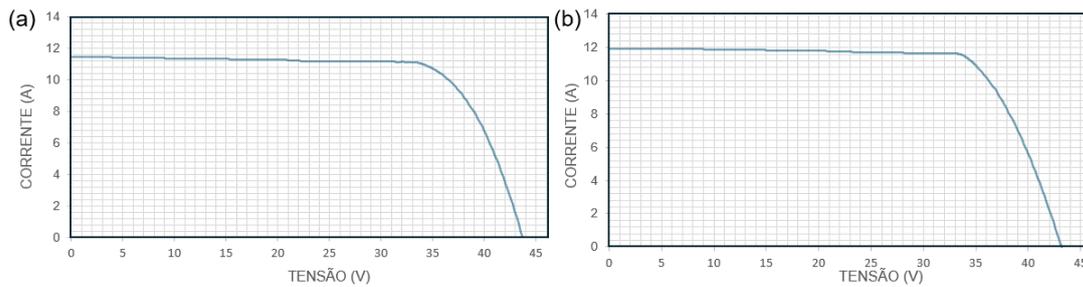


Figura 11. Características IV do módulo bifacial (Três Marias): (a) Módulo completo (frontal e traseiro) com cobertura natural do solo; (b) Completo com folha de cobertura polimérica do solo.

Apesar do aumento do albedo em mais de duas vezes, constatou-se que o ganho nos parâmetros elétricos foi menor. A potência nominal do módulo com cobertura polimérica branca aumentou 3,5% em relação ao caso de cobertura de solo normal. Conclui-se que o ganho de potência do gerador fotovoltaico não justifica o investimento na aquisição de uma extensa área de camada polimérica branca. Além disso, observou-se que uma quantidade significativa de poeira e sujeira se acumula na camada branca quando instalada por vários dias sob os módulos, reduzindo sua capacidade de refletir a luz solar ao longo do tempo. O crescimento da vegetação no local foi rápido. E a aplicação da camada polimérica abaixo das fileiras de módulos controlaria isso. Mas a economia de custos em manutenção teria que ser analisada mais de perto para justificar o uso deste material.

3.3 Usina Solar Itaguara

A usina solar Itaguara (Fig. 3, com coordenadas 20,3923°S, 44,4864°W) é uma usina bifacial não rastreadável (fixa), com módulos com inclinação de 20° orientados para o norte geográfico. A planta possui 152.590 Wp de módulos fotovoltaicos bifaciais, totalizando 89,7 kWp. Neste estudo foram avaliados diferentes albedos para cada linha de arranjos instalados: Linha 1: solo natural do local, Linha 2: solo de brita e Linha 3: superfície polimérica branca, mostrada na Fig. 12.



Figura 12. Estudo de diferentes coberturas de solo para efeito de albedo em fileiras de módulos bifaciais da Usina Solar Itaguara: Solo natural; Solo de brita; Superfície polimérica branca.

Para a condição de albedo solo natural, os módulos atingiram potência máxima média (P_{MAX}) de 576,3 Wp, com corrente de potência máxima (I_{MP}) de 16,85 A e tensão de potência máxima (V_{MP}) de 34,20 V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) obtida foi de 17,87 A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de 42,60 V. Os valores de albedo foram medidos como baixos, <0,05, devido à baixa refletividade da superfície do solo. Seguindo o procedimento descrito anteriormente, os parâmetros elétricos foram determinados separadamente para o lado frontal (por exemplo, cobrindo o lado posterior do módulo) e o lado posterior dos módulos. Considerando essas medidas e as do módulo completo (células frontal e posterior do módulo), calcula-se um ganho bifacial de 0,47%.

Para a condição de solo de brita, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) de 594,9 Wp, com corrente de potência máxima (I_{MP}) de 17,14 A e tensão de potência máxima (V_{MP}) de 34,71 V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) obtida foi de 18,03 A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de 43,23 V. Os valores médios de albedo foram ligeiramente superiores (0,4) durante as medições. Mas o ganho bifacial foi de 3,71% auxiliado por uma dispersão mais difusa da cobertura do solo.

E para a condição de solo com a superfície polimérica branca, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) de 603,1 Wp, com corrente de potência máxima (I_{MP}) de 17,29 A e tensão de potência máxima (V_{MP}) de 34,88 V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) obtida foi de 18,15 A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de 42,91 V. Durante as medições, foram observados valores de albedo de ~0,5. Os resultados mostraram um ganho bifacial medido de 5,14% – indicativo de refletividade muito maior. No entanto, o custo da cobertura polimérica e a vida útil da refletividade da superfície são questões que teriam que ser resolvidas antes de qualquer uso em larga escala desta abordagem.

4. CONCLUSÕES

Este estudo de caso desempenho do módulo bifacial apresenta o comportamento para 3 localidades representativas no estado de Minas Gerais. Essas usinas ofereceram a oportunidade para investigar e comparar instalações com rastreamento e fixas e uma variedade de solos com condições com vários albedos. O estudo mostrou:

- Albedo é o fator principal para o desempenho geral de módulos e sistemas bifaciais. O ganho bifacial para os locais mostrou depender diretamente do albedo e das condições de cobertura do solo nas instalações. As performances dos módulos foram demonstradas como correspondentes às folhas de dados do fabricante, indicando a qualidade do produto, mas algumas preocupações foram observadas neste estudo em relação à instalação e às condições do local.
- Iguatama: Embora os módulos estivessem dentro das especificações do fabricante, vários problemas foram relatados. Primeiramente, o centro dos módulos foi sombreado pelo tubo de torque do seguidor solar. Esse sombreado resultou em aquecimento não previsto das células no meio dos módulos, chegando a 30 °C acima da temperatura média das outras regiões do módulo durante o meio do dia. Por sua vez, esse aquecimento causou alguma deformação no módulo devido à expansão do vidro nessas regiões. Isso pode ser uma preocupação para a confiabilidade de longo prazo desses componentes.
- Três Marias: Esta usina de energia solar de rastreamento monofacial proporcionou a oportunidade de investir no ganho de potência que o local poderia obter com a tecnologia bifacial. Quanto às condições de cobertura do solo (solo/vegetação), um ganho bifacial médio de cerca de 7% foi medido, com um albedo de 0,20. A pedido do operador do local, foi avaliado um revestimento polimérico proprietário com um bom albedo de 0,50. Isso resultou em um ganho de 3,5% sobre as condições existentes do solo/vegetação. Essa melhoria modesta de potência provavelmente não seria suficiente para investir nesse revestimento para uma usina de tamanho de megawatt. O revestimento teria benefícios para controlar o rápido crescimento da vegetação neste local, mas seria necessário analisar mais detalhadamente a comparação financeira com os custos normais de manutenção do local. Além disso, observou-se que a superfície "branca" ficava suja após alguns dias, o que exigiria manutenção adicional.
- Itaguara: Este local proporcionou a oportunidade de comparar coberturas comuns do solo para uma usina de energia bifacial fixa. Três fileiras do arranjo foram preparadas com diferentes coberturas do solo: (a) solo natural; (b) britas; e (c) uma superfície polimérica branca. Dentre essas opções, o ganho bifacial proporcionado pelas britas foi significativamente maior (~8 vezes) do que o solo natural. E a superfície polimérica branca, cerca de 11 vezes maior. No entanto, a facilidade de aplicação e o custo das britas provavelmente tornariam essa a melhor escolha para a preparação do local bifacial.

A qualidade dos módulos utilizados nestes locais foi confirmada, com todos os módulos medidos (incluindo os da instalação monofacial em Três Marias) dentro das especificações do fabricante. Além disso, todas as sequências atenderam às especificações de comissionamento. A importância do albedo para instalações bifaciais é crucial, e o investimento nas condições do solo pode levar a melhorias significativas na potência, especialmente com a contínua melhoria no desempenho dos dispositivos bifaciais. Certamente, com o custo dos módulos bifaciais agora quase o mesmo que os monofaciais, o uso dessa tecnologia seria, sem dúvida, a escolha tanto para usinas de energia com rastreamento quanto para aquelas sem rastreamento.

Agradecimentos

Os autores agradecem a assistência técnica, orientação e apoio do GREEN PUC Minas e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas). O apoio do Programa Bolsa Fulbright, CNPq e CAPES-MEC também é reconhecido em partes desta pesquisa. Por fim, agradecemos a cooperação e ajuda de Márcio Eli Moreira de Sousa e Comerc Brasil, pelo acesso às usinas solares.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Unidades com Geração Distribuída. 2023. [Online] Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>
- ANEEL. SIGA – Sistema de Informações de Geração da ANEEL. 2023. [Online] Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>
- Blakers, A., 2019. Development of the PERC Solar Cell, IEEE Journal of Photovoltaics 9, 629-635. doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2899460
- IEA, Snapshot of Global PV Markets 2023, p. 4, 2023.
- International Energy Commission, IEC TS 60904-1-2, Technical Specification for Bifacial PV Devices. <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/iec/e785e8f8-4662-4726-99c3-5a0649327f50/iec-ts-60904-1-2-2019>
- International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). 2017-2022 Results. 9-14 Editions, April 2018-April 2023. <https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic>
- Kazmerski, L., Cassini, D., Braga, D., Costa, S., Santana, V., Diniz, A., 2023. Proc. 50th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Juan, Puerto Rico. IEEE, New York (in press).

- Libal, J., Kopecek, R., 2019. Bifacial Photovoltaics: Technology, Application and Economics, Institute of Engineering and Technology (IET), 2019. <https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo107e>
- Lopez-Garcia, J., Ozkalay, E., Kenny, R.P., 2022. Implementation of the IEC TS 60904-1-2 Measurement Methods for Bifacial Silicon PV Devices, IEEE Journal of Photovoltaics 12, 787-797, May 2022. doi: 10.1109/JPHOTOV.2022.3161186
- Lorenzo, E., 2021. “On the historical origins of bifacial PV modelling”, Solar Energy, Volume 218, April 2021, pp. 587-595, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.006>
- Mints, P., 2023. PV Market Report, The Solar Flare, Issue 2, SF-22023, SPV Market Research, April 30, 2023; See also, SPV Market Research, Photovoltaics Manufacturer Capacity, Shipments, & Revenues 2022/2023, SPV-Suppl 11, April 2023, <https://www.spvmarketresearch.com/services.html>
- Mohlecke, A., Zanesco, I., and Luque, A., 1994. Practical high efficiency bifacial solar cells. Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion - WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC). Vol. 2. pp. 1663–1666. doi:10.1109/WCPEC.1994.520538
- Nordmann, T., Reiche, K., Kleiss, G., Frölich, A., Goetzberger, A., 1998. Integrated PV noise barriers: six innovative facilities, a German/Swiss technological and economical success story. Proceedings of the 2nd World Conference of Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2486–2491.
- Pickerel, K., 2023. First Solar develops bifacial CdTe thin-film solar panel. Solar Power World, June 14, 2023. <https://www.solarpowerworldonline.com/2023/06/first-solar-develops-bifacial-cdte-thin-film-solar-panel/>
- PVG Solutions (2016). World large scale 1.25MW bifacial PV power plant on snowy area in Japan. Proc. 3 bifi PV Workshop, Miyazaki, Japan, September 2016. http://npv-workshop.com/fileadmin/images/bifi/miyazaki/presentations/3_1_3_-_ISHIKAWA_-_World_1st_large_scale_Bifacial_PV_power_plant.pdf
- PV Magazine (2022). Trina Solar achieves 25.5% efficiency in n-type TOPCon solar cell. <https://www.pv-magazine.com/2022/03/31/trina-solar-achieves-25-5-efficiency-in-topcon-solar-cell/>
- PVTECH (2019). Trina Solar launches 425Wp bifacial i-TOPCon module. June 13, 2019. <https://www.pv-tech.org/trina-solar-launches-425wp-bifacial-i-topcon-module/>
- REN21 (2023). Renewables 2023 Global Status Report: Demand Module Report, REN21 Secretariat, UN Environment Programme, Paris, France; 2023. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2023_Demand_Modules.pdf; And, Renewables 2023 Global Status Report: Supply Module Report. REN21 Secretariat, UN Environment Programme, Paris, France; 2023 https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR-2023_Energy-Supply-Module.pdf
- Solar Power World (2019) LONGi Solar reaches 24.06% efficiency with its bifacial mono-PERC modules. January 16, 2019. <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/01/longi-solar-reaches-24-06-efficiency-with-its-bifacial-mono-perc-modules/>
- Wohlgemuth, J., Kurtz, S., 2011. “Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaics progress toward grid parity.” In, Proceedings of the IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, 5E.3.1-5E.

PERFORMANCE OF BIFACIAL PV MODULES UNDER DIFFERENT OPERATING CONDITIONS IN THE STATE OF MINAS GERAIS IN BRAZIL

Abstract. Brazil’s cumulative photovoltaic (PV) installations have now surpassed 35 GWp. The fastest growing and most prevalent PV technology is the bifacial photovoltaic module, which is now being incorporated in more than 2/3 of new power plants. These modules collect solar radiation on both front and rear sides, providing gains in electricity production compared to traditional monofacial modules. The market acceptance and quality control of this technology requires standard methods to accurately determine the nominal power of the bifacial modules. But the specification of energy production from the bifacial backside is complicated due to critical factors that include the albedo, the separation, height, and positioning of the modules, the shading of the rear surface, and the specific geographic and climate conditions. This paper addresses these issues in determining the performance of bifacial PV modules in the tropical conditions of the State of Minas Gerais, Brazil. Specifically, the bifacial gain for modules and systems is evaluated, assessing the effects of albedo, site maintenance, climate/environmental conditions, thermal behavior, and back-surface shading. The special cases of tracking versus non-tracking systems are evaluated showing specific attention needs to the albedo changes and rear module shading constraints. These studies are performed on real power plants having different operating conditions (e.g., tracking, non-tracking, ground cover). The methodology includes I-V characterization of modules and string and thermal imaging/mapping under existing climate and meteorological conditions. Correlations with experimental albedo conditions is a special concern with these studies. These results are further compared to controlled laboratory measurements to establish information needed to better evaluate the developing standard for actual local operating conditions. This case study provides evaluation of the quality of the both the bifacial PV products being used and their installations in the rapidly emerging Brazil PV markets.

Keywords: Bifacial, Albedo, Performance.