

IMPACTO DE DIFERENTES NÍVEIS DE ALBEDO NA GERAÇÃO ESTIMADA E MEDIDA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS

Lessandro Formagini – lessandroformagini@gmail.com

Thamires Alves Silva

Marília Braga

Rafael Antunes Campos

Ricardo Rütther

Universidade Federal da Santa Catarina, Laboratório Fotovoltaica-UFSC

Resumo. A energia solar fotovoltaica não é uma tecnologia nova, desde o descobrimento do efeito fotovoltaico até sua aplicação comercial passou por diversas etapas de estudo e aperfeiçoamento, e segue sendo uma área de estudo em constante evolução, com um foco particular na otimização do desempenho dos módulos fotovoltaicos, constantemente novas tecnologias e metodologias são desenvolvidas. Este estudo apresenta uma análise detalhada do Índice de Desempenho Energético (EPI) de módulos bifaciais de silício cristalino em condições de albedo diversas. Utilizando dados de irradiância incidente no plano dos módulos e temperatura de operação medidos em uma planta piloto com módulos bifaciais de última geração no laboratório Fotovoltaica UFSC, a pesquisa foi conduzida em duas fases. Na primeira fase, todos os sistemas foram submetidos às mesmas condições de albedo (lona preta). Esta fase buscava quantificar as diferenças intrínsecas entre os sistemas, que independem do albedo, para que esta variável pudesse ser analisada isoladamente na fase seguinte. A segunda fase compreendeu um período de 12 meses completos de dados com níveis de albedo que variavam de 0,26 (bica corrida) até 0,52 (brita branca). A análise dos resultados do estudo sobre o desempenho energético dos módulos bifaciais expostos a diferentes albedos permitiu quantificar o ganho energético dos diferentes tipos de solo. Os ganhos tiveram como base o cenário empregando bica corrida sob os sistemas, sendo que o solo de areia (albedo de 0,41) apresentou uma perda relativa de 2,37%, o caulim (albedo de 0,43) obteve um ganho de 1,35% e a brita branca de 4,9%. Os resultados indicam que não houve correlação significativa entre o EPI e o nível de albedo do solo. A análise sazonal revelou valores de EPI mais altos durante os meses de inverno e mais baixos nos demais. Isso sugere que as perdas por temperatura possivelmente não estão sendo bem modeladas pela simulação. Para isolar o efeito do albedo do solo, uma análise da correlação entre a irradiação incidente na parte posterior dos módulos medida e simulada foi realizada. Observou-se que, para solos com maior albedo, a relação medida/simulada é menor, indicando uma superestimativa na irradiação incidente na parte de trás dos módulos que chega a quase 20%. De forma geral, os resultados sugerem uma estimativa demasiadamente otimista por parte do software para módulos bifaciais, com valores anuais de EPIs na faixa de 94,5% a 96,0%.

Palavras-chave: Simulações, Módulos Bifaciais, Índice de Desempenho Energético (EPI).

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica (FV), uma fonte de energia renovável que tem ganhado crescente relevância na matriz energética global, batendo recordes anualmente em todo o mundo, no Brasil teve um crescimento de cerca de 7 Gigawatts em capacidade instalada de acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME, 2023)

No entanto, as incertezas associadas às simulações de sistemas bifaciais é um elemento crítico para a avaliação da viabilidade econômica de projetos FV. As simulações são ferramentas indispensáveis para estimar a produção de energia, os custos associados à operação e manutenção, e o retorno sobre o investimento.

Este estudo propõe uma análise minuciosa do comportamento de simulações realizadas utilizando o *software* PVsyst para sistemas bifaciais em condições diversas de albedo. O objetivo central é avaliar a precisão das simulações em relação à produção real de energia através do índice de desempenho energético (*Energy Performance Index* – EPI), bem como identificar possíveis áreas de melhoria na modelagem. Através desta análise, busca-se contribuir para a otimização da implementação de sistemas fotovoltaicos bifaciais, maximizando sua eficiência e rentabilidade.

2. METODOLOGIA

2.1 Planta piloto

A planta piloto deste projeto tem como principal objetivo a avaliação do desempenho de módulos bifaciais de silício cristalino (c-Si) e monofaciais de telureto de cádmio (CdTe) sob condições extremas de irradiância e temperatura, expostos a diferentes níveis de albedo. Localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC (27,4°S; 48,4°O) em Florianópolis/SC (Alvares et al. 2013), essa planta piloto proporciona uma análise abrangente da viabilidade e confiabilidade de vários equipamentos, instrumentos e tipos de solo empregados no âmbito deste projeto. A capacidade

instalada da planta é de aproximadamente 100 kWp, a qual está dividida em seis sistemas: um fixo com módulos bifaciais e outros cinco em rastreadores de um eixo, sendo que destes, um possui módulos de CdTe e os outros quatro, módulos bifaciais de silício cristalino. Os sistemas bifaciais contam com 26 módulos, distribuídos igualmente em duas *strings* de 13 módulos. Os rastreadores utilizados no projeto são de um eixo, acionados individualmente, com altura de 1,5 m e configuração 1P (um módulo em retrato), ou seja, o tubo de torque gera sombreamento na parte central das costas dos módulos.

O objeto de estudo desta análise são os quatro sistemas com módulos bifaciais em rastreadores de um eixo. Os módulos empregados nos sistemas são idênticos e possuem potência nominal de 654 Wp. As demais características elétricas dos módulos podem ser consultadas na Tab. 1. É relevante destacar que todos esses sistemas estão conectados à rede por meio de inversores também idênticos, dimensionados de modo a minimizar as perdas por saturação de potência.

Tabela 1 – Principais características elétricas dos módulos bifaciais de silício cristalino utilizados na planta piloto.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Máxima Potência	645 W
Tensão de Máxima Potência	37.5 V
Corrente de Máxima Potência	17.11 A
Tensão de Circuito Aberto	44.8 V
Corrente de Curto-Circuito	18.35 A
Fator de Bifacialidade	70 %
Coeficiente de Temperatura	-0.34%/°C

Os sistemas analisados neste estudo estão distribuídos em quatro tipos distintos de solo, cada um associado a um coeficiente de albedo específico, vale mencionar que o albedo é caracterizado pela refletividade da luz na superfície (Ineichen et al., 1990) de um corpo, neste caso o solo. Os solos analisados são bica corrida (albedo de 0,26), areia (albedo de 0,41), caulim (albedo de 0,43), e brita branca (albedo de 0,52), sendo que os sistemas estão posicionados em ordem crescente de albedo, de leste a oeste (esquerda para direita na Fig. 1). Isso pode ser observado na Fig. 1, que também apresenta a disposição geral da usina.



Figura 1 – Imagem aérea da usina fotovoltaica piloto, localizada na sede do laboratório Fotovoltaica/UFSC em Florianópolis-SC (27,43°S, 48,44°O). O norte está apontado aproximadamente para o canto inferior esquerdo da imagem.

É importante destacar que o período de análise para a elaboração deste estudo abrangeu os meses de setembro de 2022 a outubro de 2023, dividido em duas fases principais. A primeira fase, que se estendeu de agosto a outubro de 2022, foi designada como o período de referência. Durante este tempo, todos os sistemas foram submetidos às mesmas condições de albedo, para isso, todos os solos foram cobertos com lonas pretas, como mostra o registro da Fig. 2. As medições deste período têm como principal função estabelecer uma linha de base de comparação entre os sistemas, destacando as diferenças intrínsecas entre os sistemas, sejam elas associadas a questões elétricas ou de *layout* da planta.

A segunda fase, que compreendeu o período de novembro de 2022 a outubro de 2023, foi quando as lonas foram removidas. Este foi o período em que cada sistema foi exposto ao seu respectivo solo e albedo. Espera-se poder utilizar os resultados do período de referência para compensar as diferenças intrínsecas entre os sistemas na avaliação dos diferentes tipos de solo, isolando os impactos dos diferentes níveis de albedo nas análises.



Figura 2 – Imagem aérea da usina fotovoltaica piloto durante o período de referência.

2.2 Parametrização da simulação

O propósito fundamental deste estudo é compreender o comportamento das simulações realizadas por meio do *software* PVsyst, uma ferramenta amplamente difundida e reconhecida no setor de energia solar. Este *software* desempenha um papel crucial na engenharia de sistemas FV, permitindo o cálculo das perdas do sistema, a estimativa da produção de energia, a análise de dados meteorológicos e a avaliação da viabilidade econômica de projetos solares.

Entretanto, para obter uma precisão satisfatória na modelagem do desempenho de usinas fotovoltaicas pelo PVsyst é preciso ter cuidado e dedicar uma atenção especial ao definir os parâmetros necessários à simulação. Abaixo está descrito de forma detalhada os valores adotados para cada parâmetro e o que cada um representa. A Tab. 2 apresenta de maneira resumida os principais parâmetros de simulação utilizados na modelagem da planta piloto no *software* de simulação PVsyst, delineando assim a base teórica e prática subjacente à condução deste estudo.

1. Albedo: Este valor, que representa a refletividade da superfície abaixo do sistema solar, foi obtido por meio de uma campanha de medição realizada pelo SENAI ISI-ER, instituição parceira na execução do projeto. O albedo pode influenciar significativamente a quantidade de luz solar refletida de volta para os painéis solares.
2. Sujidade: Este parâmetro representa as perdas por sujeira ou poeira nos painéis solares. Foi determinado a partir de medições diretas e pode variar dependendo do local e das condições ambientais.
3. IAM (*Incident Angle Modifier*): Este valor é definido de acordo com as especificações do fabricante do módulo, conforme apresentado em seu arquivo PAN ou ficha técnica. O IAM é crucial para determinar a eficiência do painel solar em diferentes ângulos de incidência da luz solar.
4. Qualidade do Módulo: Este parâmetro busca levar em consideração variações de potência real dos módulos em relação a potência nominal. Os módulos comercializados atualmente apresentam tolerância positiva de potência, o que se traduz em um fator de qualidade do módulo negativo, representando uma perda negativa (ganho), pois os módulos terão, ao menos, a potência nominal. O valor utilizado foi determinado com base nas medidas de potência de fábrica do lote de módulos adquiridos para a planta piloto.
5. Perdas Ôhmicas: Este valor representa as perdas de energia devido à resistência elétrica nos fios e conexões do sistema. É definido de acordo com o projeto executivo de cada sistema e pode ser minimizado através de um *design* de sistema eficiente e do dimensionamento adequado dos condutores.
6. Espectro: Este parâmetro reflete a resposta do módulo solar a diferentes comprimentos de onda de luz. É definido de acordo com as especificações do fabricante do módulo, conforme indicado em seu arquivo PAN. A resposta espectral pode variar entre diferentes tipos de células solares.

Tabela 2 – Principais parâmetros utilizados na simulação dos sistemas analisados.

SOLO	ALBEDO	PERDAS ÔHMICAS	QUALIDADE DO MÓDULO	DESCASAMENTO ELÉTRICO	SUJIDADE
Bica Corrida	0,26	0,91%	-0,5%	0,1%	1%
Areia	0,41	0,65%	-0,5%	0,1%	
Caulim	0,43	0,70%	-0,5%	0,1%	
Brita Branca	0,52	0,81%	-0,5%	0,1%	

Vale ressaltar que a modelagem do PVsyst não comporta a delimitação de áreas com diferentes tipos de albedo na simulação, tornando necessária uma simulação individual para cada tipo de solo e seu respectivo albedo. Em condições reais de aplicação, esta limitação acaba não tendo um impacto relevante, pois geralmente as transições entre tipos de solo ocorrem de forma gradual e os valores de albedo não mudam tanto quanto nas condições instaladas na planta piloto.

Além dos parâmetros mencionados, outras condições precisaram ser definidas para a simulação. Uma delas foi a inclusão de um modelo tridimensional do entorno dos sistemas analisados, apresentado na Fig. 3. Isso permitiu que as

perdas por sombreamento, principalmente aquelas causadas pelos sistemas adjacentes, fossem consideradas na simulação. Vale destacar que foram considerados apenas momentos em que não há sombreamento por objetos externos aos sistemas nesta análise, visando eliminar sombreamentos não uniformes entre os sistemas, que adicionariam um viés nas análises. Este filtro se justifica visto que o foco principal do estudo está na avaliação da modelagem da geração de módulos bifaciais em diferentes condições de albedo, sendo que tais módulos são geralmente empregados em usinas de escala comercial, livres de sombreamento, tornando irrelevante uma análise aprofundada da estimativa por perdas de sombreamento dos sistemas.

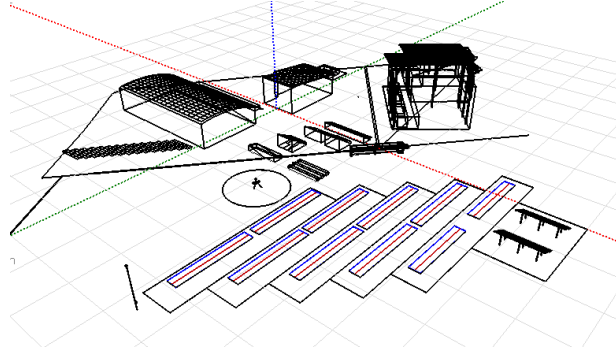


Figura 3 – Modelagem 3D empregada na simulação dos sistemas analisados.

Outro aspecto crucial a ser enfatizado é que a usina piloto, possuindo múltiplos rastreadores, utiliza uma técnica conhecida como *backtracking* para evitar sombreamentos diretos e excessivos no início e no fim do dia. Nesses momentos, os rastreadores não apontam diretamente para a posição do Sol, mas sim em um ângulo otimizado baseado na distância entre eles e no tamanho dos módulos instalados. Esta estratégia minimiza as perdas por sombreamento. Como mencionado anteriormente, o PVsyst não aceita múltiplos valores de albedo como input para a mesma área. Isso tem implicações nas condições de simulação de *backtracking*. Para garantir a qualidade dos resultados, torna-se necessário simular dois ou três rastreadores, dependendo da posição do rastreador na usina, para cada tipo específico de solo.

2.3 Coleta e processamento de dados

Uma vez definidos todos os parâmetros e as condições de operação da planta piloto no PVsyst, é necessário entrar com os dados meteorológicos da região, que podem ser adquiridos de bases históricas, de empresas especializadas na medição e coleta desses dados via satélite, ou medidos no próprio local. Como a finalidade deste estudo é a avaliação da modelagem da geração e módulos bifaciais sob diferentes condições de albedo, os sistemas serão simulados com os dados medidos *in loco*, e os resultados da simulação serão comparados com os respectivos dados medidos.

Os dados de irradiância no plano frontal e posterior dos módulos foram obtidos a partir de piranômetros Classe A EKO MS-80S instalados em cada um dos rastreadores dos sistemas analisados. Os dados de temperatura de operação dos sistemas foram adquiridos através de sensores PT-1000 Classe A instalados em posições intermediárias nas *strings* norte e sul dos rastreadores. Tanto a temperatura dos módulos quanto a irradiância foram medidas e coletadas em resolução minutal. Os dados de geração foram coletados e registrados através das medições feitas pelo próprio inversor, também em resolução minutal. Os dados utilizados para a comparação são os dados em corrente contínua, visando retirar da análise incertezas e diferenças entre os sistemas associadas à eficiência de conversão da potência e ao cabeamento CA. A coleta e armazenamento de dados compreendeu o período de setembro de 2022 a outubro de 2023.

Durante a coleta de dados, a equipe enfrentou alguns desafios que resultaram em baixa disponibilidade de dados de irradiância em alguns períodos. Isso criou a necessidade de preencher essas lacunas para garantir a integridade e a utilidade dos dados. O procedimento adotado para o tratamento desses dados envolveu duas abordagens principais. A primeira abordagem foi utilizar dados de sensores redundantes: células de referência de silício cristalino instalados ao lado dos piranômetros em cada rastreador. É conhecido que existem diferenças importantes entre esses tipos de sensores, destacando-se as questões ópticas e espectrais; no entanto, utilizando metodologias de regressão linear, foi possível estimar uma considerável parcela dos dados ausentes com uma qualidade satisfatória.

Para lacunas que não puderam ser preenchidas com este método, uma segunda abordagem foi aplicada: a transposição de dados de irradiância global horizontal de um piranômetro Kipp & Zonen SMP22 instalado na estação solarimétrica do Fotovoltaica-UFSC. Nesta etapa, foi necessário realizar operações para calcular a irradiância transposta para o plano dos módulos utilizando a biblioteca Pvlib (*GHI to POA Transposition — pvlib python 0.10.2 documentation*, [s.d.]), com base em dados de posição do rastreador, também coletados e armazenados pelo projeto. Essa abordagem permitiu preencher as lacunas restantes nos dados, garantindo assim um conjunto de dados completo e robusto para nossa análise. A Fig. 4 traz um fluxograma que resume as etapas descritas.

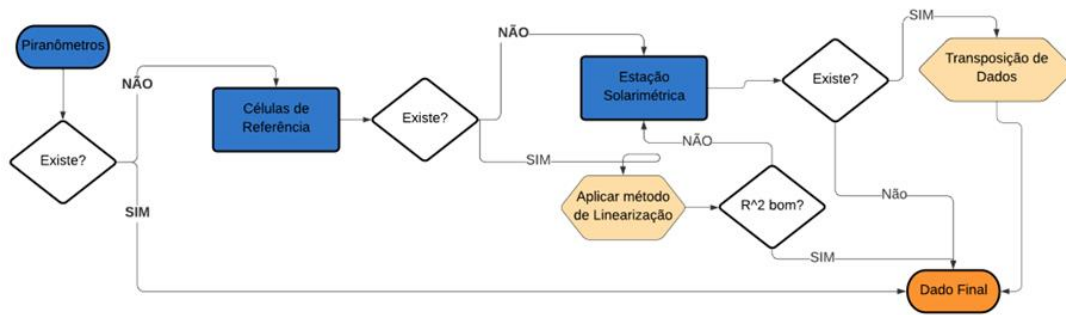


Figura 4 – Fluxograma do processo de preenchimento de lacunas nos dados meteorológicos empregados na simulação.

Após o tratamento para garantir confiabilidade e disponibilidade satisfatória de dados de irradiância e temperatura, os mesmos foram integrados para uma resolução horária, a mesma empregada pelo *software* na simulação. Apesar do *software* permitir o *input* de dados com diversas resoluções temporais, foi optado por alimentar o modelo com dados horários para evitar erros de transposição, inerentes à metodologia aplicada pelo PVsyst. Isto se dá porque o PVsyst converte os dados de entrada (no plano dos módulos) para a horizontal e depois novamente para o plano dos módulos, utilizando para isso métodos de separação da componente difusa para realizar a transposição. Este processo é realizado com os dados na base temporal de entrada, o que pode ser problemático devido a baixa robustez do método de separação da componente difusa para resoluções sub-horárias, podendo resultar em um valor de irradiância no plano dos módulos diferente do utilizado na entrada. A conversão dos dados para base horária foi feita por meio de média aritmética; no entanto, para que uma hora fosse considerada válida ela deveria contemplar de pelo menos 30 minutos de dados coerentes.

Finalizada a etapa de tratamento e com todos os dados já em resolução horária, as simulações foram realizadas, utilizando dados medidos de irradiância no plano dos módulos e temperatura de operação dos sistemas, além dos parâmetros definidos na subseção anterior. Vale destacar que o *software* ainda não comporta o uso de dados externos de irradiância incidente na parte posterior dos módulos.

Os dados simulados e medidos foram consolidados em um único *dataset*, utilizado no cálculo do EPI. Para garantir que o resultado do EPI seja coerente, foi assegurada a simultaneidade entre os dados; em outras palavras, foi garantido que todas as horas do *dataset* possuíam, simultaneamente, dados de irradiância incidente no plano frontal e posterior dos módulos, temperatura de operação e energia simulada e medida, para todos os rastreadores analisados. Para tal, foi empregado um filtro para invalidar instantes em que há a ausência de qualquer uma das variáveis mencionadas anteriormente.

Os dados foram então integrados da base horária para a diária. O critério adotado nesta etapa difere do anterior; ao invés da média, a soma é considerada, uma vez que o foco está na observação do comportamento da energia total gerada em cada solo. Para assegurar que não houvesse interferência de dados inválidos ou enviesados pela noite ou por perdas relacionadas a sombreamento, a análise foi restrita ao período entre as 08:00 e 16:00 de cada dia. Além disso, para que o dia fosse considerado válido, deveriam existir pelo menos cinco horas de dados coerentes dentro do intervalo horário citado anteriormente.

2.4 Produtividade

A produtividade (ou *yield*, em inglês) é um conceito amplamente utilizado em diversas áreas do conhecimento e é empregada no campo da energia solar como uma métrica para avaliar a operação real do conjunto em relação à sua capacidade nominal. Essa métrica, proposta pela IEC 61724-1:2021, é obtida dividindo a energia gerada pelo sistema no período de interesse pela potência instalada, conforme demonstrado na Eq. (2). Valores altos de Yield indicam que as perdas para o ambiente ou intrínsecas do sistema são mínimas, refletindo em valores muito próximos de 100%. Isso ocorre porque os valores gerados estão muito próximos da potência nominal instalada.

No entanto, é importante considerar um fator específico no caso de módulos bifaciais. A geração adicional proveniente da parte traseira do módulo não está sendo contabilizada pela potência instalada, sendo assim considerada como uma potência “extra”. Desta forma, este estudo empregará a métrica de produtividade para avaliar o ganho bifacial dos solos avaliados.

$$YIELD = \frac{ENERGIA\ MEDIDA}{POTÊNCIA\ INSTALADA} \quad (1)$$

2.5 Cálculo do índice de desempenho energético

As simulações de *software* que projetam a produção de energia de usinas são instrumentos inestimáveis para a avaliação da viabilidade econômica de um projeto de usina. Essas ferramentas possibilitam aos investidores uma análise criteriosa e a tomada de decisões fundamentais, como a localização da usina, a escolha da tecnologia a ser empregada e a otimização do sistema para maximizar o retorno sobre o investimento. No entanto, é crucial entender as tendências e o comportamento dessas simulações sob diferentes condições operacionais para garantir a confiabilidade dos dados e tomar decisões mais precisas. Neste estudo, a avaliação do comportamento das simulações em diferentes tipos de solo será realizada através da análise do índice de desempenho energético (*Energy Performance Index – EPI*).

O EPI é uma métrica que compara a energia produzida pelo sistema com a energia esperada obtida através da simulação do sistema com dados meteorológicos medidos e um modelo predeterminado. O cálculo do EPI é descrito pela especificação técnica IEC TS 61724-3:2016 *Photovoltaic System Performance - Part 3: Energy Evaluation Method* ([info_iec61724-3{ed1.0}en.pdf](#), [s.d.]) sendo apresentado de forma simplificada na Eq. (2).

$$EPI = \frac{ENERGIA\ MEDIDA}{ENERGIA\ ESPERADA} \times 100\% \quad (2)$$

A interpretação do EPI é fundamental para a avaliação da precisão da simulação. Se o EPI for menor que 1, isso sugere que a simulação pode estar superestimando a produção de energia. Por outro lado, um EPI maior que 1 indica que a simulação pode estar subestimando a produção de energia. Portanto, um EPI próximo de 1 é o ideal, pois indica que a simulação está alinhada com a realidade, proporcionando uma representação confiável e precisa da produção de energia.

3. RESULTADOS

3.1 Influência do nível de albedo na produtividade dos sistemas

Como mencionado anteriormente, durante um período de três meses, todos os sistemas tiveram seus solos cobertos por lonas pretas. Isso possibilitou a avaliação de um período de referência, onde todos os rastreadores, independente do solo, estariam expostos ao mesmo nível de albedo. A função principal dos resultados deste período é estabelecer uma linha de base para a comparação entre os sistemas como demonstra a Tab. 3, evidenciando as diferenças intrínsecas entre eles, seja em relação a questões elétricas ou ao *layout* da planta. De preferência, o intervalo de análise deveria englobar um ciclo sazonal completo, possibilitando a avaliação das discrepâncias entre sistemas em diferentes períodos do ano e em diversas condições. No entanto, as restrições temporais inerentes à implementação de projetos frequentemente tornam essa abordagem abrangente impraticável.

Durante esse intervalo de referência, os valores de produtividade registrados foram significativamente menores, como evidenciado na Tab. 3, em função do albedo reduzido da lona preta e da época do ano contabilizada (agosto - outubro). Durante o período de referência, quando os solos foram cobertos por lonas, observamos que as diferenças entre os demais solos e o sistema bica corríca, estabelecida como referência, foi de no máximo 1,91%. Essas variações podem estar relacionadas a questões intrínsecas do sistema, uma vez que para este período, todos os solos foram cobertos por material com baixa refletividade (lona preta). Ao calcular os valores de rendimento para o restante do projeto, compensou-se a diferença intrínseca calculada no período de referência, de modo a isolar os ganhos referentes apenas ao tipo de solo.

Vale destacar que os dados analisados foram filtrados para o período das 8:00 às 16:00, de modo a evitar sobreamentos não uniformes entre os sistemas, fazendo com que os valores absolutos de geração e produtividade sejam inevitavelmente menores. Contudo, a comparação entre os diferentes solos, objetivo desta análise, ainda pode ser considerada

O solo de bica corrída possui o menor coeficiente de albedo (0,26), enquanto o brita branca possui o maior (0,52), resultando em maior reflexão solar e ganhos bifaciais. Ao analisar os rendimentos durante o período completo de 12 meses, notamos que o albedo influenciou os ganhos dos solos na ordem de até 4,9%. A bica corrída teve um ganho maior que a areia em 2,37%, o que foi surpreendente, pois a areia possui um coeficiente de albedo maior (0,41). No entanto, levar em conta que o sistema sobre a areia teve problemas ao longo do ano, devido a indisponibilidade do rastreador. Sendo assim, a comparação energética deste sistema com os demais acaba não sendo justa, uma vez que este problema impactou negativamente a incidência dos raios solares.

Apesar dos desafios ao longo do tempo, como degradação da refletividade, solo argiloso e vegetação, o caulim teve um desempenho superior ao solo definido como referência, em cerca de 1,35%. Este é um resultado importante, pois este tipo de material é de fácil acesso a baixo custo em regiões do nordeste onde usinas FV de grande escala são comumente instaladas.

No caso da brita branca, o resultado já era esperado, e o desempenho foi aproximadamente 4,9% superior. Isso destaca a influência dos solos na maximização da utilização da bifacialidade, embora os custos associados a esse solo sejam elevados. A Fig. 5 traz os resultados mensais de produtividade dos sistemas, sendo que o mesmo é marcado pela sazonalidade já esperada na produtividade, com maior geração nos meses de verão. É possível observar ainda que o comportamento entre solos varia muito pouco, sendo o ganho consistente ao longo do ano.

Tabela 3 – Resultados de produtividade obtidos para os sistemas analisados durante o período de referência e o período da análise de 12 meses.

SISTEMA	PERÍODO DE REFERÊNCIA		ANUAL CORRIGIDO PELA LINHA DE BASE	
	Produtividade [kWh/kWp.dia]	Diferença	Produtividade [kWh/kWp.dia]	Diferença
Bica Corrida	3,77	0,00%	4,15	0,00%
Areia	3,74	-0,77%	4,05	-2,37%
Caulim	3,70	-1,91%	4,20	1,35%
Brita Branca	3,79	0,58%	4,35	4,90%

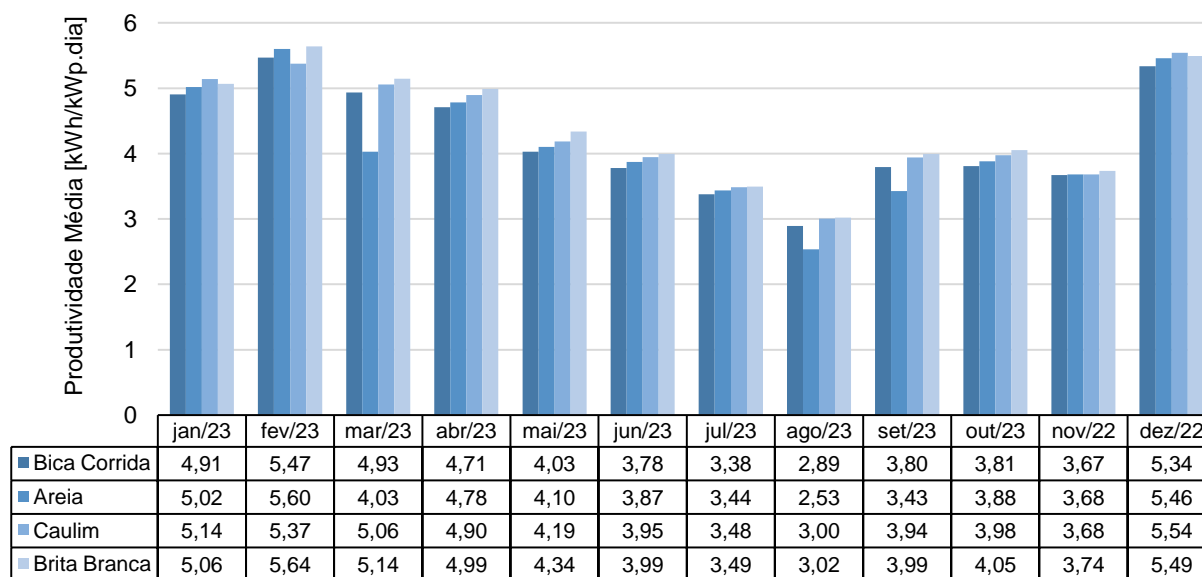


Figura 5 – Resultado produtividade mensal para os sistemas analisados.

3.2 Avaliação da influência do nível de albedo no EPI

A Tab. 4 apresenta os resultados do EPI para o período de referência e para o período da análise. Os resultados do período de referência definem a linha de base utilizados para compensar as discrepâncias intrínsecas entre os sistemas durante a avaliação dos diversos tipos de solo, isolando os efeitos dos distintos níveis de albedo nas análises.

Tabela 4 – EPI obtido para os sistemas analisados durante o período de referência e o período da análise de 12 meses.

SISTEMA	PERÍODO DE REFERÊNCIA	ANUAL CORRIGIDO PELA LINHA DE BASE
Bica Corrida	98,2%	97,8%
Areia	96,7%	97,7%
Caulim	95,7%	98,7%
Brita Branca	97,4%	97,4%

A compensação dos resultados comparativos entre solo pelo período de referência possibilita isolar o parâmetro de variação de albedo nas análises, já que as demais diferenças entre os sistemas foram normalizadas para os valores de base. Esta metodologia de correção, contudo, impede análise de valores absolutos de EPI, sendo que os gráficos devem sempre ser interpretados de forma relativa entre os solos e ao longo do tempo. Em sua forma absoluta, sem correção para o período de base, os EPIs encontrados para os diferentes tipos de solo variaram de 94,5% a 96,0%, todos mostrando uma estimativa demasiadamente otimista por parte da simulação. De acordo com as análises e resultados observados, é válido concluir que não há correlação significativa entre o EPI e o nível de albedo dos solos, que variam de 0,26 a 0,52 para bica corrida e brita branca, respectivamente, com um EPI com diferença de apenas 0,4%.

3.3 Análise de sazonalidade

A Fig. 6 apresenta os valores de EPI mensais para os quatro tipos de solo, bem como a média entre eles. Esta análise mensal busca mais detalhes sobre as interações entre os diversos fatores de perdas e ganhos associados ao desempenho de sistemas bifaciais instalados em diferentes tipos de solo, e as condições climáticas encontradas nas diferentes épocas do ano. Novamente, vale notar que estes valores não devem ser considerados de forma absoluta, e sim interpretados de forma relativa entre os solos e mês a mês, pois foram corrigidos pelos resultados do período de referência.

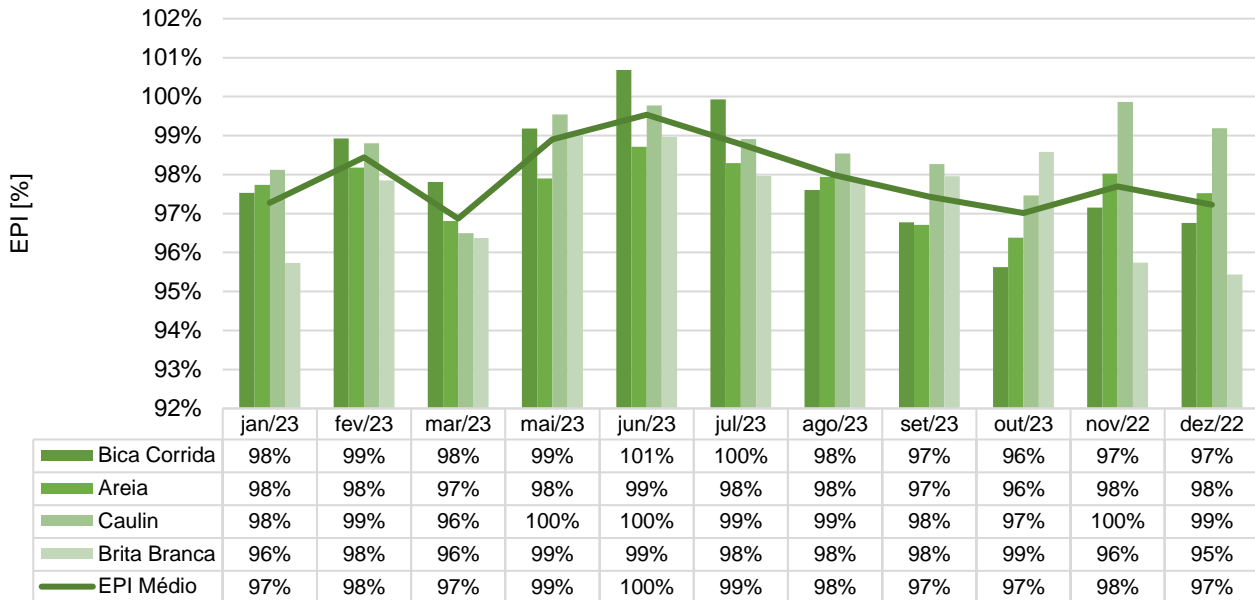


Figura 6 – Resultados de EPI mensal corrigidos pela linha de base para os sistemas analisados. A média mensal entre os sistemas também é apresentada.

Observa-se que o valor de EPI médio é aproximadamente 2% mais elevado durante os meses de inverno do que para o restante do ano. Isso sugere que as perdas por temperatura, significativamente menores nos meses de inverno, possivelmente não estão sendo bem modeladas pela simulação. A correlação entre sazonalidade e o nível de albedo, contudo, é mais complexa. De forma geral, os resultados corroboram a análise anual, com pouca correlação entre o nível de albedo e variação de EPI. Excetuando-se o sistema brita branca, a diferença entre sistemas é de 2%, e sem tendência clara, possivelmente estando associado apenas a incertezas de medição. Os valores para o sistema brita branca, contudo, apresentam bastante variação para alguns meses, chegando a ser 3% a 5% abaixo dos demais sistemas em nov/22. Conforme mencionado anteriormente, os resultados para este sistema podem ter sido afetados por uma baixa representatividade do período de referência para o restante do período da análise, sendo necessária uma nova metodologia para análise mais fidedigna e justa para este tipo de solo.

De modo a tentar isolar o efeito do albedo do solo, a relação entre a irradiação incidente na parte posterior dos módulos medida e simulada para os diferentes sistemas é apresentada na Fig. 7. Observa-se que a relação medida/simulada é menor para solos com maior albedo em alguns meses, mas na média do ano, os valores são bastante similares entre o solo areia. Isso sugere que a simulação pode estar superestimando a irradiação incidente na parte de trás dos módulos para solos com maior albedo, levando a uma superestimativa do ganho bifacial.

Em termos de sazonalidade, não são observados padrões que se repetissem ao longo do tempo. Alguns resultados, como os de julho e agosto para a areia, e o de novembro para o caulim, apresentaram pontos fora da curva, mas esses pontos não apresentaram uma tendência clara. Isso sugere que podem existir problemas nos dados para esses meses/sistemas específicos.

É importante destacar que, como esses valores são corrigidos pela linha de base, os valores absolutos da relação da irradiação na parte de trás não devem ser considerados, apenas a diferença entre eles para comparação entre os solos. De forma geral, a modelagem feita pelo PVsyst está superestimando a incidência solar nas costas dos módulos em quase 20%, sugerindo que são necessários ajustes no modelo para melhorar sua precisão.

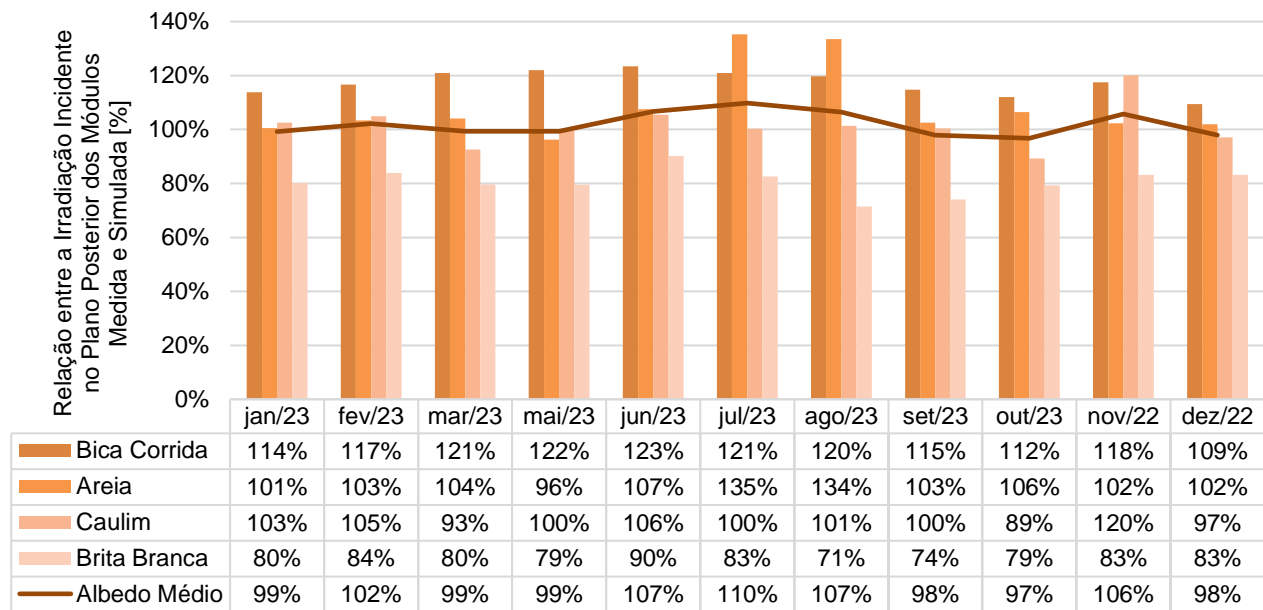


Figura 7 – Relação mensal entre irradiação no plano posterior dos módulos medida e simulada (corrigidos pela linha de base).

4. CONCLUSÕES

A análise dos resultados do estudo sobre o desempenho energético dos módulos bifaciais expostos a diferentes albedos permitiu quantificar o ganho energético dos diferentes tipos de solo. Os ganhos tiveram como base o cenário empregando bica corrida sob os sistemas (albedo de 0,26), sendo que o solo de areia (albedo de 0,41) apresentou uma perda relativa de 2,37%, o caulim (albedo de 0,43) obteve um ganho de 1,35% e a brita branca (albedo de 0,52) de 4,9%.

Os resultados das análises do índice de desempenho energético (EPI), apontam, contudo, que não há uma correlação significativa entre o índice de desempenho energético (EPI) dos módulos bifaciais de silício cristalino e os níveis de albedo do solo. Mostrando que o erro associado a simulação de diferentes tipos de solo é sistemático e não depende do nível de albedo. A análise sazonal revelou padrões distintos, com EPI mais elevado durante os meses de inverno e valores mais baixos nos demais meses. Esses resultados sugerem a possibilidade de as perdas por temperatura não estarem sendo adequadamente modeladas pela simulação.

Além disso, ao isolar o efeito do albedo do solo, verificou-se uma superestimativa na irradiação incidente na parte traseira dos módulos em solos com albedo mais elevado, chegando a quase 20% e indicando uma incerteza nas estimativas de ganho bifacial. Em geral, os resultados indicam que o *software* utilizado pode fornecer uma estimativa excessivamente otimista para os módulos bifaciais, com valores anuais de EPI na faixa de 94,5% a 96,0%. Essa conclusão destaca a importância de aprimorar os modelos de simulação para garantir uma avaliação mais precisa do desempenho de sistemas bifaciais em diferentes condições de albedo do solo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CTG Brasil pelo suporte financeiro a este estudo através do projeto PD-10381-0620/2020 realizado em parceria com o SENAI-RN ISI-ER e a UNESP-Ilha Solteira no âmbito do programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os autores agradecem também aos colegas do laboratório Fotovoltaica-UFSC que não participaram diretamente desta pesquisa, mas ajudaram na instalação e manutenção dos sistemas utilizados no estudo. Em especial, gostaríamos de agradecer aos colegas Alessandro Henrique Zamboni e Gustavo Xavier de Andrade Pinto, por todo o apoio com as simulações, e ao colega Sylvio Luiz Mantelli, responsável pela instalação, manutenção e operação da dos sensores cujos dados foram empregados neste estudo. Marília Braga agradece ainda o apoio recebido da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) através de suas bolsas de doutorado.

REFERÊNCIAS

- Alvares, C. A., Stape, J. L., Sentelhas, P. C., de Moraes Gonçalves, J. L., & Sparovek, G. (2013). Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, 711–728. <https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>
- Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023*. ([s.d.]). Ministério de Minas e Energia. Recuperado 2 de dezembro de 2023, de <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>
- GHI to POA Transposition—Pvlib python 0.10.2 documentation*. ([s.d.]). Recuperado 2 de dezembro de 2023, de https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/gallery/irradiance-transposition/plot_ghi_transposition.html#sphx-gl-galley-irradiance-transposition-plot-ghi-transposition-py
- Ineichen, P., Guisan, O., & Perez, R. (1990). Ground-reflected radiation and albedo. *Solar Energy*, 44(4), 207–214. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90149-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90149-7)
- Info_iec61724-3{ed1.0}en.pdf*. ([s.d.]). Recuperado 30 de novembro de 2023, de https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61724-3%7Bed1.0%7Den.pdf
- Info_iec61724-3{ed1.0}en.pdf*. ([s.d.]). Recuperado 30 de novembro de 2023, de https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61724-3%7Bed1.0%7Den.pdf
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61724-1: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Geneva, 2021.

IMPACT OF DIFFERENT ALBEDO LEVELS ON THE ESTIMATE OF ENERGY GENERATION OF BIFACIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Abstract. *Solar energy is a continuously evolving field, with a particular focus on optimizing the performance of photovoltaic modules. Constantly, new technologies and methodologies are being developed. This study presents a detailed analysis of the Energy Performance Index (EPI) of bifacial crystalline silicon modules under various albedo conditions. Using data from incident irradiance on the module plane and operating temperature measured in a pilot plant with state-of-the-art bifacial modules at the UFSC Photovoltaic Laboratory, the research was conducted in two phases. In the first phase, all systems were subjected to the same albedo conditions (black tarp). This phase aimed to quantify the intrinsic differences between systems, independent of albedo, so that this variable could be analyzed separately in the subsequent phase. The second phase covered a period of 12 complete months of data with albedo levels ranging from 0.26 (crushed rock) to 0.52 (white gravel). The analysis of the study results on the energy performance of bifacial modules exposed to different albedos allowed quantifying the energy gain from different types of soil. The gains were based on the scenario employing crushed rock under the systems, with sandy soil (albedo of 0.41) showing a relative loss of 2.37%, kaolin (albedo of 0.43) gaining 1.35%, and white gravel gaining 4.9%. The results indicate that there was no significant correlation between the EPI and the soil albedo level. Seasonal analysis revealed higher EPI values during winter months and lower values in other seasons, suggesting that temperature losses may not be well modeled by the simulation. To isolate the effect of soil albedo, a correlation analysis between measured and simulated incident irradiance on the back of the modules was conducted. It was observed that, for soils with higher albedo, the measured/simulated ratio is lower, indicating an overestimation in the incident irradiance on the back of the modules of up to almost 20%. Overall, the results suggest an overly optimistic estimate by the software for bifacial modules, with annual EPI values ranging from 94.5% to 96.0%.*

Keywords: *Simulation, Bifacial Modules, Energy Performance Index*