

MODELAGEM, SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UMA PLANTA SOLAR COM MÓDULOS MONO E BIFACIAIS EM DISTINTOS TIPOS DE SOLO

Douglas Lamas Dias¹
Giuliano Arns Rampinelli¹

¹Universidade Federal de Santa Catarina

DOI: 10.47168/rbe.v29i4.834

RESUMO

O desenvolvimento sustentável é um dos desafios da sociedade contemporânea. Nesse contexto, a inserção de energias renováveis é uma importante estratégia para a transição energética. A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia madura, confiável, economicamente competitiva e sustentável. Os módulos fotovoltaicos convertem energia solar em energia elétrica. Ao longo dos anos, o desenvolvimento tecnológico tem sido fundamental para aumentar a eficiência e o desempenho desses módulos. Em particular, os módulos fotovoltaicos bifaciais estão em destaque por serem capazes de aproveitar melhor a radiação solar. Eles aproveitam o albedo do solo, podendo captar energia tanto na parte frontal quanto na parte traseira dos módulos, ao contrário dos módulos monofaciais comumente encontrados no mercado, que aproveitam apenas a energia solar na face frontal. No Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), foi instalada uma planta solar composta por dois sistemas fotovoltaicos. Um sistema utiliza módulos monofaciais e apresenta potência nominal de 5,52 kWp, enquanto o outro sistema utiliza módulos bifaciais e apresenta potência nominal de 6,36 kWp. Esses sistemas estão instalados em diferentes tipos de solo: areia clara, brita escura e brita branca, cujos albedos são, respectivamente, 0,4, 0,1 e 0,45. O objetivo do estudo é modelar, simular e analisar o desempenho da planta solar com módulos monofaciais e bifaciais nos diferentes tipos de solo. Os resultados foram comparados com base na irradiação solar global do plano inclinado, na produtividade do sistema, na produtividade do arranjo fotovoltaico e na produtividade de referência. Além disso, foram analisados a razão de desempenho do sistema, o desvio padrão e o ganho bifacial. Os dados utilizados foram provenientes de simulações e obtidos por meio da modelagem no *software* System Advisor Model (SAM), desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL). Os resultados mostraram que a irradiação solar global do plano inclinado foi maior para os módu-

los bifaciais, devido à captação da radiação frontal e traseira. Em relação à produtividade, foram observados ganhos bifaciais, em média mensal anual, de 10,7% para o solo de brita branca, de 9,6% para o solo de areia clara e 2,7% para o solo de brita escura. A razão de desempenho dos dois sistemas da planta solar variou entre 87% e 91%, valores considerados aceitáveis para módulos fotovoltaicos atuais.

Palavras-chave: Energias renováveis; Energia solar fotovoltaica; Módulos bifaciais; Ganho bifacial; Modelagem; Simulação.

ABSTRACT

Sustainable development is one of the challenges of contemporary society. In this context, the integration of renewable energies is an important strategy for energy transition. Photovoltaic solar energy is a mature, reliable, economically competitive, and sustainable technology. Photovoltaic modules convert solar energy into electrical energy. Over the years, technological development has been crucial in increasing the efficiency and performance of these modules. In particular, bifacial photovoltaic modules are highlighted for their ability to better harness solar radiation. They leverage the ground albedo, enabling them to capture energy from both the front and back of the modules, unlike the commonly found monofacial modules in the market, which harness only the solar energy on the front face. At the Center for Sciences, Technologies, and Health (CTS) of the Federal University of Santa Catarina (UFSC), a solar plant composed of two photovoltaic systems has been installed. One system uses monofacial modules with a nominal power of 5.52 kWp, while the other system uses bifacial modules with a nominal power of 6.36 kWp. These systems are installed in different types of soil: light sand, dark gravel, and white gravel, with respective albedos of 0.4, 0.1, and 0.45. The objective of the study is to model, simulate, and analyze the performance of the solar plant with monofacial and bifacial modules in the different types of soil. The results were compared based on the global solar irradiation on the inclined plane, system productivity, photovoltaic array productivity, and reference productivity. Additionally, the system performance ratio, standard deviation, and bifacial gain were analyzed. The data used were derived from simulations and obtained through modeling in the System Advisor Model (SAM) software, developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The results showed that the global solar irradiation on the inclined plane was higher for the bifacial modules, due to the capture of both front and rear radiation. In terms of productivity, bifacial gains were observed, with annual average monthly gains of 10.7% for white gravel soil, 9.6% for light sand soil, and 2.7% for

dark gravel soil. The performance ratio of the two systems of the solar plant ranged from 87% to 91%, values considered acceptable for current photovoltaic modules.

Keywords: Renewable energy; Photovoltaic solar energy; Bifacial modules; Bifacial gain; Modeling; Simulation.

1. INTRODUÇÃO

Devido ao uso frequente de combustíveis fósseis em todo o mundo, as emissões de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera no setor de energia atingiram 14 giga toneladas (Gt) em 2021, tanto para aquecimento quanto para produção de eletricidade, de acordo com o relatório do setor de eletricidade do Agência Internacional de Energia (AMBROSIO, 2022). Isso ocorreu, em parte, devido à recuperação econômica dos países em relação aos períodos pré-pandêmicos, o que aumentou a demanda por energia.

Para alcançar a independência energética e reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera, tem havido um aumento no uso de fontes de energia renováveis. Somente em 2021, foram investidos mais de 470 bilhões de dólares em fontes de energia limpa, de acordo com o relatório de investimento em energia limpa do (IEA, 2022). Em 2021, a geração global de fontes renováveis atingiu 7.931 Tera-Watt hora (TWh), sendo que a energia hidrelétrica foi responsável por 4.274 TWh, seguida pela energia eólica com 1.862 TWh e a energia solar com 1.033 TWh (RITCHIE, 2022).

A energia solar fotovoltaica é a segunda maior fonte em crescimento absoluto, ficando atrás apenas da energia eólica. Em 2021, houve um crescimento de 22% em relação a 2020, ultrapassando a marca de 1.000 TWh, e a geração global de eletricidade a partir da energia solar representou 3,6% do total em 2021. No entanto, as previsões indicam que é necessário um crescimento anual de 25% até 2030 para atingir as metas de emissões líquidas zero, chegando a 7.400 TWh de geração de energia solar fotovoltaica (AMBROSIO, 2022).

No contexto do desenvolvimento tecnológico visando a confiabilidade, maturidade e eficiência energética dos módulos fotovoltaicos, surgiram os módulos fotovoltaicos bifaciais, que produzem energia elétrica em ambos os lados, aproveitando a radiação solar global na parte frontal e, na parte traseira, a radiação refletida pelo solo, conhecida como albedo. Com base nessa melhoria, esses novos módulos aumentaram rapidamente sua capacidade instalada, passando de 1 mega-Watt (MW) em 2012 para 100 MW em 2019, com previsão de que, em 2029, essa nova tecnologia ultrapasse os módulos de aproveitamento da parte frontal, chamados de monofaciais, e alcan-

ce 60% do mercado mundial (NREL, 2019).

O objetivo geral deste trabalho é modelar, simular e analisar o desempenho energético de uma planta solar fotovoltaica composta por dois sistemas distintos: um sistema com módulos fotovoltaicos bifaciais e outro sistema com módulos monofaciais. Essa análise foi realizada considerando diferentes tipos de solo, como areia clara, brita branca e brita escura.

O artigo segue com a apresentação do estado da arte, tendo por base os artigos pesquisados, das metodologias, quando são representadas as características do sistema e os cálculos, os resultados da simulação e as conclusões do projeto.

2. ESTADO DA ARTE

A análise comparativa de desempenho entre sistemas compostos por módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais é foco de diversos estudos na literatura técnica e científica. Comumente, a análise contempla métodos experimentais, empíricos e simulados, em diferentes climas, solos e países.

Raina et al. (2022) na Índia, realizaram uma comparação entre sistemas de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais, utilizando métodos experimentais reais e o *software* Simulink para previsão dos sistemas, considerando diferentes ângulos e sombreamentos. Na simulação houve um erro de 0,6% na comparação com 283,62 Watt-pico (Wp), sendo a potência máxima real 286,2 Wp.

Gu et al. (2021) determinaram experimentalmente o desempenho térmico e elétrico com módulos monofaciais e bifaciais com ângulos de inclinação de 30° e 60°, com terreno preparado com grama e folha de alumínio, analisando diferentes albedos de solo. O ganho bifacial médio diário foi de 13%, e o semanal foi de 14,54%. Bouguerra et al. (2020) realizaram uma análise de confiabilidade e comparação de módulos bifaciais e monofaciais na cidade de Argel, na Argélia, com ângulo de inclinação de 30° Sul, albedos de 0,2, 0,6 e 0,8 e alturas de 0,1 a 0,4 m. O resultado foi um aumento de até 20% na geração anual de energia elétrica para módulos bifaciais.

Hayibo et al. (2022) consideraram solo com cobertura de neve, e foi analisado o desempenho de uma usina fotovoltaica com capacidade instalada de 1,67 MW, em Escanaba, EUA. O período de análise esteve compreendido entre 1° de novembro de 2020 e 30 de setembro de 2021. O ganho bifacial foi de 19,31% no mês de fevereiro de 2021.

Baloch et al. (2020) realizaram medições em climas desérticos, no Qatar, com módulos inclinados a 22° Sul e compararam os módulos com bifacidade de 65% e 90%, que é um fator da eficiência da parte traseira em relação à parte frontal do módulo. O resultado foi que, para

um albedo de 0,4, o ganho bifacial anual foi de 8,6% e 16,3%, respectivamente. Posteriormente, foram utilizados materiais como areia do deserto, grama, cimento branco e chapa de alumínio para análise de albedo, registrando-se um ganho bifacial de 28,5% com o cimento branco e 20,18% para as condições do deserto.

Muehleisen et al. (2021) utilizaram dois modelos de módulos fotovoltaicos bifaciais com bifacidez de 70% e 92%, considerando sombreamento de equipamentos, e compararam com módulo fotovoltaico monofacial, com instalações leste e oeste, com altura de 40 cm do solo e laje de concreto cinza pintada de branco. O ganho bifacial do módulo com bifacidez de 70% ficou entre 15% e 20%, mas o crescimento de musgo ao longo do ano reduziu esse ganho para 10%. O módulo com bifacidez de 92% teve um ganho 3% maior que o módulo com bifacidez de 70%. Em comparação, Ayadi et al. (2021) analisaram o desempenho de módulos bifaciais, silício poli e mono cristalino e *half-cut*, com ângulo de inclinação de 30° Sul, em um telhado na Universidade da Jordânia, Amã. Com cinco semanas de medições, em 2020, o ganho de bifacialidade foi de 13,1%, 9,9% e 24,9% para *half-cut*, monocristalino e policristalino, respectivamente.

Seo et al. (2019) realizaram durante três meses um experimento com dois sistemas fotovoltaicos de 1,8 kW, sendo um monofacial e o outro bifacial, com ângulo de inclinação de 30° e altura de 2,9 m, com três tipos diferentes de solo, sendo cascalho, grama artificial e tecido não tecido (TNT) branco. O maior ganho bifacial registrado foi com o TNT branco, com um albedo de 0,21, 14,47%, e com cascalho com albedo de 0,06 o ganho foi de 5,25%.

Molin et al. (2018) instalaram dois módulos bifaciais, sendo um com ângulo de 40° Sul e um vertical Leste-Oeste, e compararam, entre 2016 e 2017, com um monofacial de inclinação 40° Sul, em dois telhados na cidade de Linköping, Suécia, com um albedo de 0,05. O ganho bifacial anual foi de 5% para o Sul, enquanto o vertical teve um ganho anual de 1% em relação ao monofacial, mas durante o período com neve registrou um ganho de 48%.

Levando em conta sujeira nas placas, Bhaduri et al. (2019) utilizaram módulos bifaciais com bifacialidade de 55,7% e 90%, e compararam com um monofacial, montados em ângulos de inclinação de 19° Sul e um bifacial Leste-Oeste, em Mumbai, na Índia. Foram instalados dois módulos de cada modelo para comparar condições com e sem sujeira. Verificou-se que placas verticais têm uma taxa de sujeira de 0,01%/dia e as inclinadas têm uma taxa de 0,39%/dia. Em termos de energia, se as placas forem limpas regularmente, os módulos inclinados produzem mais energia do que os verticais. Nesse caso, é sugerida a instalação de ambos, pois o pico de geração de energia aumenta, chegando a 7,5 horas de aproveitamento, enquanto individualmente é de 4,5 horas.

O mesmo foi verificado por Ayala et al. (2018) em estudo no deserto do Atacama em que foram instalados quatro módulos, sendo eles bifaciais, policristalinos, monocristalinos e de filme fino, mais dois módulos policristalinos para verificação da taxa de sujidade. Em oito meses de análise, a taxa de desempenho do bifacial chegou a 95%, mas devido à limpeza ocorrer apenas pela face frontal, o desempenho foi caindo ao longo do tempo; outros bons resultados foram com filme fino e policristalino, com 90% e 88%, respectivamente.

Com a análise dos diversos artigos, é possível identificar comparações entre diferentes tecnologias de painéis solares mono e bifaciais em relação a diferentes tipos de climas, inclinações, dados reais e simulados, bem como diferentes tipos de solo. Nestes artigos, foi observado um desempenho muito bom para sistemas bifaciais em solos com albedos elevados, e desempenho razoável em solos com albedos mais baixos.

3. METODOLOGIA

A Planta Solar modelada e simulada neste trabalho consiste em dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Um dos sistemas é composto por módulos monofaciais, enquanto o outro sistema utiliza módulos bifaciais. A potência nominal do sistema com módulos monofaciais é de 5,52 kilo-Watt pico (kWp), enquanto o sistema com módulos bifaciais possui uma potência nominal de 6,36 kWp.

3.1 Características dos sistemas fotovoltaicos

A Planta Solar está instalada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), na cidade de Araranguá-SC. A planta possui um total de 24 módulos fotovoltaicos, sendo um sistema de 12 módulos bifaciais com uma potência nominal de 530 Wp e outro sistema de 12 módulos monofaciais com uma potência nominal de 460 Wp. Esses módulos fotovoltaicos são conectados a seis micro inversores, formando três subsistemas.

Cada subsistema possui uma potência nominal de 2,12 kWp ou 1,84 kWp. Os subsistemas foram instalados em três diferentes tipos de solo: areia clara, brita escura e brita branca. Para as simulações computacionais, considerou-se um albedo de 0,4 para a areia clara, que varia de 0,3 a 0,4, um albedo de 0,1 para a brita escura e um albedo de 0,45 para a brita branca, conforme mencionado (PISELLO et al., 2014; VITUCCI et al., 2014).

As Figuras 1 e 2 apresentam a Planta Solar enquanto as Tabelas 1, 2 e 3, apresentam as características técnicas do sistema foto-

voltaico e seus componentes elétricos, de acordo com dados do *data sheet*.



Figura 1 - Planta solar, com módulo bifacial a frente e monofacial atrás



Figura 2 - Instalação dos micro inversores

Tabela 1 - Configuração de instalação

Parâmetro	Unidade	Bifacial	Monofacial
Número de painéis		12	12
Ângulo de inclinação	°	20	20
Direção		N	N
Inversor		SUN-2000G	SUN-2000G
Potência dos inversores	kW	2	2
Potência total do painel fotovoltaico	kWp	6,36	5,52

Tabela 2 - Características painéis fotovoltaicos

Parâmetro	Unidade	Monofacial	Bifacial
Nome		JKM460M-60HL4	JKM525-545M-72HL4
Potência nominal	kWp	0,46	0,53
Comprimento total	m	1,903	2,274
Largura total	m	1,134	1,134
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	%/°C	0,048	0,048
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto	%/°C	-0,28	-0,28
Coefficiente de temperatura da potência	%/°C	0,35	0,35
Tecnologia		P type Mono-crystalline	P type Mono-crystalline
Fator de bifacialidade	%		70±5

Tabela 3 - Características Micro Inversores

Modelo	SUN-2000G
Dados de entrada	
Potência de entrada (STC)	210-600W
Tensão DC de Máxima entrada	60 V
Faixa de tensão do MPPT	25-55V
Faixa de operação DC operacional	20-60V
Corrente Máxima de Curto Circuito DC	16A
Corrente de entrada máxima	13X4
Dados de saída	
Potência nominal de Saída	2000W
Potência Máxima de Saída	2200W
Máxima corrente de Saída	9,6A
Tensão Nominal	220V
Eficiência	

Tabela 3 - Características Micro Inversores (cont.)

Eficiência CEC	95%
Eficiência de pico do inversor	96,50%
Consumo de energia noturno	50mW
Dados Mecânicos	
Dimensões	267x300x42,5mm

3.2 Software utilizado

Para modelar e simular a Planta Solar com módulos monofaciais e bifaciais em diferentes albedos, foi utilizado o *software System Advisor Model (SAM)* desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL). A versão utilizada foi a 2018.11.11.

Inicialmente, foram selecionados os dados meteorológicos correspondentes a BRA_Florianopolis.838990_SWERA.epw para representar as condições climáticas da região. Em seguida, as características técnicas dos módulos e inversores foram inseridas no *software* com base nas informações do *data sheet* fornecido pelas empresas responsáveis pelos equipamentos.

No *software*, foram modelados e desenvolvidos subsistemas com potência nominal de 2,12 kWp e 1,84 kWp, considerando diferentes tipos de albedo. Foi atribuído um valor de 0,1 para representar a brita escura, 0,4 para representar a areia clara e 0,45 para representar a brita branca, valores de albedos. Por fim, as perdas do sistema sugeridas pelo *software* foram consideradas.

Para a etapa de processamento e análise de dados, foram utilizados os resultados da simulação em *software*, incluindo a energia elétrica de corrente contínua e alternada, bem como a irradiação solar global do plano inclinado da parte frontal e traseira.

3.3 Método analítico

Para o processamento e a análise dos resultados obtidos via simulação em *software*, foram determinados indicadores de produtividade e desempenho (KYMAKIS et al., 2009; CONGEDO et al., 2013).

A Equação 1 apresenta a produtividade do sistema (Y_F) em kWh/kWp, é definida como a razão entre a energia elétrica produzida pelo sistema em corrente alternada (Energia CA) em quilowatt-hora (kWh), e a potência nominal do sistema (P_{nom}) em kWp.

$$Y_F = \frac{\text{Energia CA}}{P_{nom}} \quad (1)$$

A Equação 2 apresenta a produtividade de referência (Y_R) em kWh/kWp, que é definida como a razão entre a irradiação global do plano inclinado (H_t) em kilo watt hora por metro ao quadrado (kWh/m²) no período analisado e a irradiância de referência (G_{ref}) que equivale a 1.000 watt hora por metro ao quadrado (W/m²) por meio de testes padronizados.

$$Y_R = \frac{H_t}{G_{ref}} \quad (2)$$

A Equação 3 é a produtividade de arranjo (Y_A) em kWh/kWp é definida pela razão entre a energia elétrica de corrente contínua em kWh (Energia CC) a potência instalada do sistema analisado em kWp (P_{nom}).

$$Y_A = \frac{\text{Energia CC}}{P_{nom}} \quad (3)$$

A partir desta modelagem analítica é possível encontrar o real desempenho do sistema fotovoltaico em converter a energia solar disponível no plano inclinado em energia elétrica, que seria a razão de desempenho- P_R . O indicador é definido como a razão entre a produtividade do sistema (Y_F) e a produtividade de referência (Y_R), como apresentado na Equação 4.

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (4)$$

Além de verificar o desempenho do sistema fotovoltaico, foi encontrado o ganho bifacial do sistema fotovoltaico bifacial em relação ao monofacial, por meio da diferença entre a produtividade do sistema bifacial (Y_{FB}) e monofacial (Y_{FM}) menos um, como visto na Equação 5.

$$G_B = \frac{Y_{FB}}{Y_{FM}} - 1 \quad (5)$$

Por fim, foi determinado o desvio padrão, a medida de dispersão mais utilizada, pois considera todas as variabilidades dos dados analisados. Ele mede a variabilidade em torno da média. Logo, o menor valor do desvio é 0, representando que não há variação de dados

e que seus valores são iguais à média. O desvio padrão (σ) é calculado pela raiz quadrada da variância $(x_i - \bar{x})^2$ dividido pelo número de valores n, como demonstrado na Equação 6.

$$\sigma = \sqrt{\frac{|x_i - \bar{x}|^2}{n}} \quad (6)$$

4. RESULTADO E DISCUSSÃO

Nos próximos tópicos serão apresentados e analisados os resultados de desempenho e produtividade da planta solar e que foram obtidos e determinados a partir da modelagem e simulação no *software* SAM.

4.1 Irradiação solar global do plano inclinado

Na Figura 3 é mostrada a irradiação solar global do plano inclinado no sistema fotovoltaico monofacial. Observa-se que, para esse sistema, as diferenças de albedo dos distintos solos, não alteram de maneira significativa os valores de irradiação solar global do plano inclinado.

Além disso, é possível observar que os meses de junho e julho apresentam menores valores de irradiação solar. Em julho, a brita escura registra um valor de 100,79 kWh/m², enquanto a brita branca, em janeiro, apresenta o maior valor, com 169,66 kWh/m².

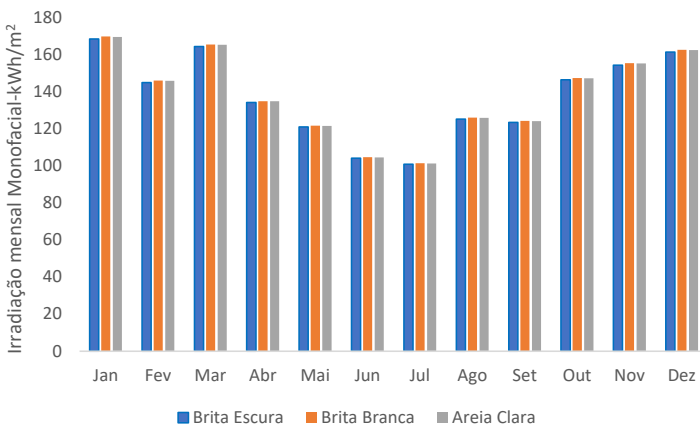


Figura 3 - Irradiação global do plano inclinado-kWh/m²-do sistema monofacial

Na Figura 4, é apresentada a irradiação solar global do plano inclinado no sistema fotovoltaico bifacial, onde é possível observar que o albedo exerce uma influência significativa nos valores desse parâmetro. Os valores de irradiação solar aumentaram devido à consideração das irradiações nas partes frontal e traseira dos módulos do sistema fotovoltaico bifacial. Em comparação com o sistema fotovoltaico monofacial, foi observado um aumento médio de 10,27% para a brita branca, 9,17% para a areia clara e 2,51% para a brita escura. O melhor mês em termos de irradiação solar foi janeiro, com a brita branca apresentando 190 kWh/m², enquanto o pior mês foi julho, com a brita escura registrando 103 kWh/m².

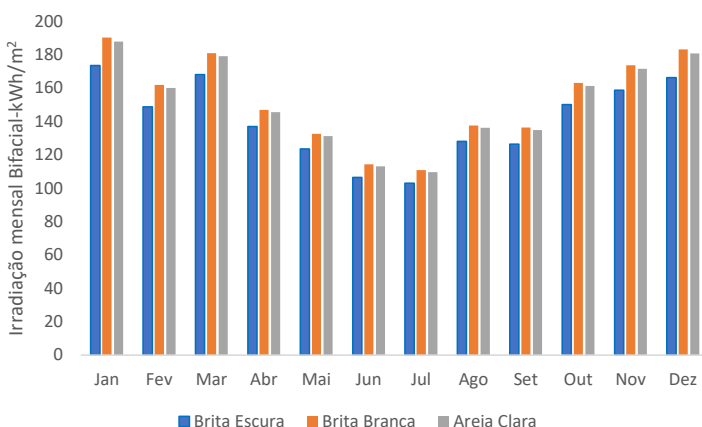


Figura 4 - Irradiação global do plano inclinado-kWh/m²-do sistema bifacial

4.2 Produtividade de referência

A produtividade de referência foi calculada com as irradiações solares globais do plano inclinado e a irradiância solar de referência de valor de 1 kW/m². Os resultados encontrados para os sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial estão apresentados nas Tabelas 4 e 5.

A média mensal anual da produtividade de referência para o sistema fotovoltaico monofacial foi em torno de 138 kWh/kWp para os três tipos diferentes de albedo, com um valor máximo anual de 1.658,76 kWh/kWp para a brita branca e um valor mínimo de 1.647,96 kWh/kWp para a brita escura. O mês de janeiro apresentou o maior valor de produtividade de referência, alcançando 169,66 kWh/kWp para a brita branca, enquanto o mês de junho apresentou o menor valor de

produtividade de referência para a brita escura, com 100,79 kWh/kWp. Os desvios padrões do sistema são próximos de zero, sendo que o mês de junho apresentou a menor variação.

Tabela 4 - Produtividade de referência do monofacial- Y_R -kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	168,42	169,67	169,49	0,68
fev	144,89	145,91	145,77	0,55
mar	164,31	165,38	165,23	0,58
abr	134,06	134,86	134,75	0,43
mai	120,92	121,58	121,49	0,36
jun	104,07	104,63	104,55	0,30
jul	100,80	101,35	101,27	0,30
ago	125,20	125,94	125,83	0,40
set	123,42	124,21	124,10	0,43
out	146,28	147,30	147,15	0,55
nov	154,25	155,38	155,22	0,61
dez	161,34	162,55	162,38	0,66
Soma	1647,96	1658,76	1657,23	
Média	137,33	138,23	138,10	0,49

A produtividade de referência para o sistema bifacial, por compreender as irradiações solares frontais e traseiras, apresentou um aumento considerável na produtividade, e os valores apresentaram uma maior diferença em relação aos valores de referência, devido à influência dos diferentes albedos dos solos. A média mensal anual da produtividade de referência do sistema bifacial varia de 152 kWh/kWp para a brita branca a 140 kWh/kWp para a brita escura, com valores anuais de 1.831 kWh/kWp para a brita branca e 1.811 kWh/kWp para a areia clara. No entanto, os desvios padrões do sistema bifacial estão entre 4 e 10 kWh/kWp, demonstrando uma grande variabilidade do sistema em relação ao seu desempenho em diferentes condições de albedo.

Tabela 5 - Produtividade de referência do bifacial- Y_R -kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	173,45	190,31	187,90	9,12
fev	148,83	161,89	160,02	7,06
mar	168,13	180,91	179,08	6,91
abr	136,98	146,97	145,54	5,40

Tabela 5 - Produtividade de referência do monofacial- Y_R -kWh/kWp (cont.)

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
mai	123,58	132,60	131,31	4,88
jun	106,41	114,31	113,18	4,27
jul	103,07	110,79	109,69	4,18
ago	128,04	137,58	136,22	5,16
set	126,37	136,36	134,93	5,40
out	150,13	163,08	161,23	7,00
nov	158,66	173,63	171,49	8,10
dez	166,32	183,11	180,72	9,08
Soma	1689,97	1831,54	1811,31	
Média	140,83	152,63	150,94	6,38

4.3 Produtividade do arranjo

A produtividade do arranjo fotovoltaico foi calculada pela Equação 3, na qual utilizou-se a energia de corrente contínua na saída dos módulos dividida pela potência nominal dos sistemas. Nas Figuras 5 e 6, pode-se verificar que a energia produzida com a utilização da brita branca foi de 2.869 kWh para o sistema monofacial, com valores semelhantes entre os solos analisados. No entanto, para o sistema bifacial, a produtividade da brita branca foi de 3.660 kWh, e os outros dois tipos de solos apresentaram valores superiores a 3.000 kWh.

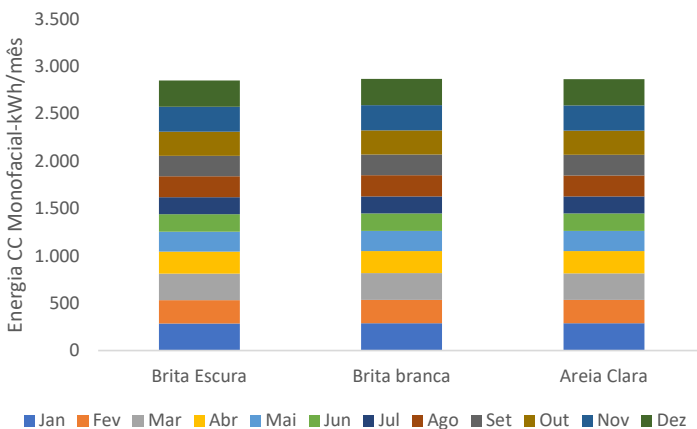


Figura 5 - Energia CC em kWh de módulos fotovoltaicos monofaciais

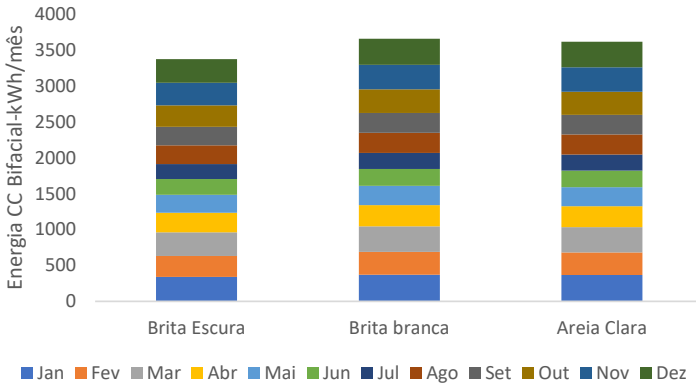


Figura 6 - Energia CC em kWh de módulos fotovoltaicos bifaciais

Com base nos valores obtidos, foi possível calcular a produtividade do arranjo fotovoltaico, como demonstrado nas Tabelas 6 e 7.

A energia anual produzida pelo sistema monofacial foi de 1.559 kWh/kWp, 1.557 kWh/kWp e 1.549 kWh/kWp, para os solos brita branca, areia clara e brita escura, respectivamente. O melhor desempenho foi observado no mês de janeiro, atingindo 156,98 kWh/kWp para brita branca, enquanto o pior desempenho ocorreu em julho, com 96,85 kWh/kWp. Vale ressaltar que os desvios padrão foram baixos, devido à falta do fator de bifacialidade, mesmo com diferentes albedos.

Tabela 6 - Produtividade do arranjo do sistema monofacial-Y_A-kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	155,87	156,98	156,82	0,60
fev	133,35	134,25	134,12	0,49
mar	152,38	153,32	153,19	0,51
abr	126,08	126,80	126,70	0,39
mai	115,33	115,94	115,85	0,33
jun	100,44	100,96	100,88	0,28
jul	96,85	97,37	97,30	0,28
ago	120,05	120,73	120,64	0,37
set	117,85	118,59	118,48	0,40
out	137,93	138,84	138,71	0,49
nov	143,80	144,80	144,66	0,54
dez	149,70	150,78	150,63	0,59
Soma	1549,63	1559,36	1557,98	
Média	129,14	129,95	129,83	0,44

Para o sistema bifacial a produtividade anual foi de 1.726 kWh/kWp, 1.707 kWh/kWp e 1.592 kWh/kWp, para brita branca, areia clara e brita escura, respectivamente. O segundo melhor desempenho mensal, para os três albedos, aconteceu em março, com máximo de 168,13 kWh/m². O pior desempenho foi observado para brita preta em julho, com um crescimento de 2,51%. Devido à bifacialidade, é possível verificar desvios padrões altos, pois existem diferentes albedos para diferentes solos.

Tabela 7 - Produtividade do arranjo do sistema bifacial-Y_A-kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	160,91	176,60	174,36	8,49
fev	137,30	149,37	147,64	6,53
mar	156,27	168,13	166,44	6,42
abr	129,12	138,55	137,20	5,10
mai	118,15	126,83	125,59	4,69
jun	102,95	110,64	109,55	4,16
jul	99,29	106,78	105,71	4,05
ago	123,07	132,27	130,96	4,98
set	120,97	130,57	129,2	5,19
out	141,89	154,15	152,4	6,63
nov	148,27	162,27	160,28	7,57
dez	154,70	170,37	168,14	8,48
Soma	1592,89	1726,53	1707,47	
Média	132,74	143,88	142,29	6,02

4.4 Produtividade do sistema

A realização do cálculo da produtividade, por meio da equação 1, utilizou a energia de corrente alternada (Energia CA - kWh) dos módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, como demonstrado nas Figuras 7 e 8. Para tanto, foram consideradas as potências nominais de ambos os subsistemas, que são 1,84 kWp e 2,10 kWp, respectivamente.

De acordo com as Figuras 7 e 8, o valor máximo de energia produzida anualmente pelos módulos fotovoltaicos monofaciais foi obtido com a brita branca, atingindo 2.698 kWh, sendo que o melhor mês foi janeiro, com produção de 271,74 kWh.

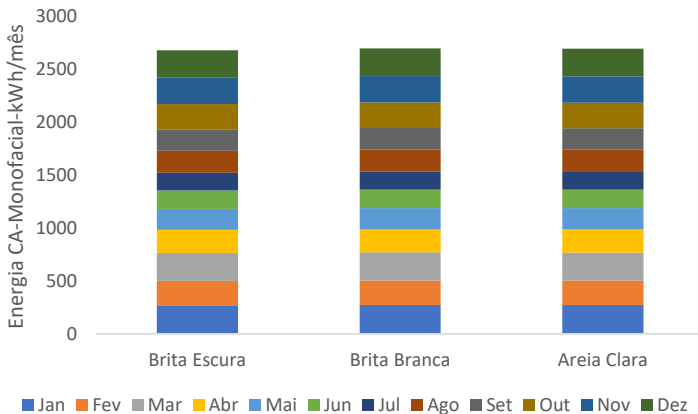


Figura 7 - Energia CA em kWh de módulos fotovoltaicos monofaciais

A Figura 8 demonstra um desempenho anual para o sistema bifacial na brita branca de 3442 kWh, com um ganho de energia de 27% em relação aos módulos monofaciais, muito por causa da influência do albedo de 0,45 proposto para o projeto.

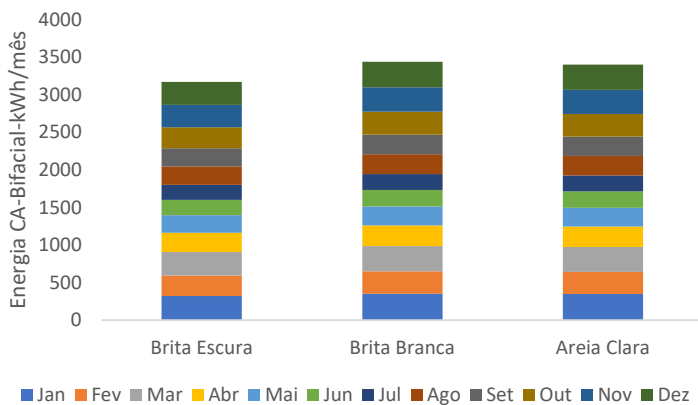


Figura 8 - Energia CA em kWh/m² de módulos fotovoltaicos bifaciais

A partir dos valores de energia elétrica de corrente alternada, foram determinadas as produtividades dos sistemas com módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, que estão apresentadas nas Tabelas 8 e 9.

Os valores anuais para o sistema monofacial variam de 1.466 kWh/kWp para a brita branca a 1.457 kWh/kWp para a brita escura. Já para os módulos bifaciais, os valores anuais são 1.623 kWh/kWp, 1.605 kWh/kWp e 1.498 kWh/kWp, para brita branca, areia clara e brita escura, respectivamente.

Tabela 8 - Produtividade $-Y_F$ do sistema monofacial em kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	146,59	147,63	147,48	0,56
fev	125,41	126,25	126,13	0,45
mar	143,3	144,19	144,06	0,48
abr	118,57	119,24	119,15	0,36
mai	108,46	109,03	108,95	0,31
jun	94,45	94,94	94,87	0,27
jul	91,08	91,56	91,5	0,26
ago	112,9	113,54	113,45	0,35
set	110,83	111,52	111,43	0,38
out	129,71	130,57	130,45	0,47
nov	135,23	136,18	136,04	0,51
dez	140,78	141,8	141,65	0,55
Soma	1457,31	1466,45	1465,16	
Média	121,44	122,2	122,1	0,41

É possível verificar que os valores de desvio padrão para o sistema fotovoltaico monofacial estão muito próximos de 0, o que indica que há uma pequena variabilidade entre os diferentes tipos de solo. No entanto, mesmo para os módulos monofaciais, é possível observar um melhor desempenho quando se utiliza solos com um albedo mais elevado. A existência desse desvio padrão ocorre devido à alteração do albedo dos solos, que influencia o desempenho do módulo fotovoltaico.

Tabela 9 - Produtividade do sistema $-Y_F$ do sistema bifacial em kWh/kWp

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jan	151,33	166,08	163,98	7,98
fev	129,12	140,45	138,84	6,13
mar	146,97	158,12	156,53	6,03
abr	121,43	130,3	129,03	4,8
mai	111,11	119,27	118,11	4,41
jun	96,82	104,05	103,02	3,91

Tabela 9 - Produtividade do sistema- Y_F do sistema bifacial em kWh/kWp (cont.)

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara	Desvio padrão
jul	93,37	100,42	99,41	3,81
ago	115,73	124,4	123,16	4,69
set	113,76	122,78	121,5	4,88
out	133,44	144,96	143,33	6,23
nov	139,44	152,55	150,71	7,1
dez	145,49	160,22	158,13	7,97
Soma	1498,01	1623,6	1605,75	
Média	124,83	135,3	133,81	5,66

No sistema bifacial, é possível observar que quanto maior o desvio padrão, maior é a diferença entre os desempenhos dos diferentes tipos de solo, indicando uma maior eficiência para solos com maior albedo.

4.5 Índice de razão de performance

O índice de razão de performance foi calculado através da relação entre a produtividade do sistema e a produtividade de referência, buscando avaliar o desempenho ótimo do projeto estudado.

No caso do sistema monofacial, o desempenho variou de 86,55% em fevereiro (brita escura) a 90,70% em junho, com uma variação de cerca de 4% entre eles. Os melhores desempenhos ocorreram nos meses de inverno, mais especificamente em junho e julho, como demonstrado na Figura 9.

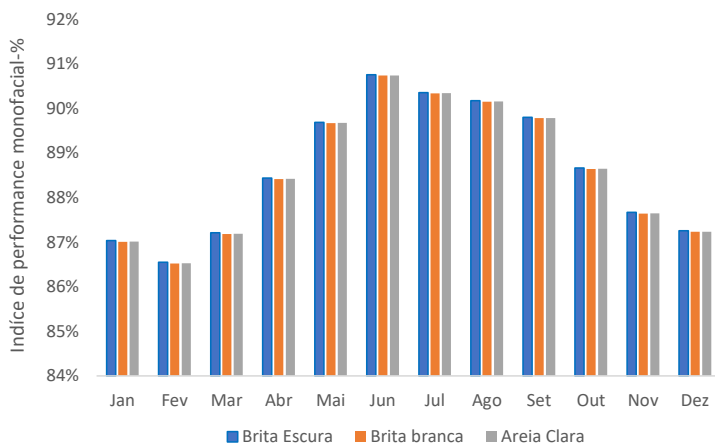


Figura 9 - Índice de razão de performance monofacial- PR -%

Já o desempenho do sistema bifacial, foi bem parecido com o monofacial e os meses de fevereiro e junho foram os piores e melhores meses, respectivamente, como pode ser observado na Figura 10.

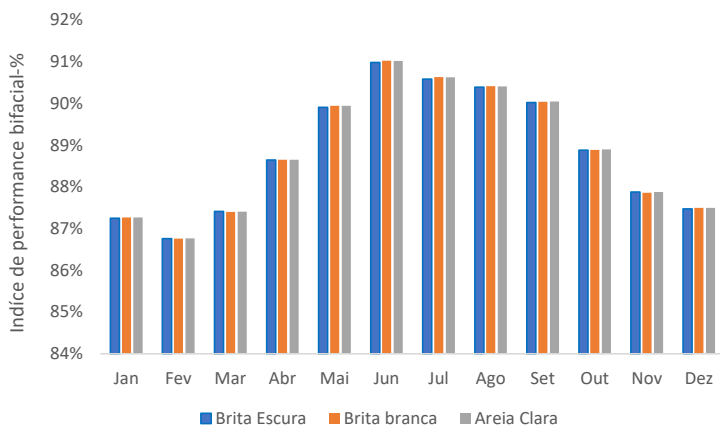


Figura 10 - Índice de performance bifacial-PR-%

4.6 Ganho bifacial

Os sistemas fotovoltaicos analisados apresentaram um ganho bifacial anual de 10,72% para a brita branca, 9,6% para a areia clara e 2,79% para a brita escura. Esses ganhos são influenciados pelos albedos analisados, que foram de 0,45, 0,4 e 0,1, respectivamente.

O mês de menor ganho bifacial foi abril, com valores de 9,28%, 8,29% e 2,41%, respectivamente. Já o mês com maior ganho foi dezembro, com valores de 12,99%, 11,63% e 3,35%, para brita branca, areia clara e brita escura, respectivamente. Essas variações ocorrem devido ao fato de que quanto maior a irradiação do mês, maior é a irradiação na parte traseira dos módulos, como demonstrado na Tabela 10.

Tabela 10 - Ganho bifacial- G_B- %

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara
jan	3,23%	12,50%	11,19%
fev	2,96%	11,25%	10,08%
mar	2,56%	9,66%	8,66%
abr	2,41%	9,28%	8,29%
mai	2,44%	9,39%	8,41%
jun	2,51%	9,60%	8,59%
jul	2,51%	9,68%	8,64%

Tabela 10 - Ganho bifacial- G_B- % (cont.)

Mês	Brita escura	Brita Branca	Areia Clara
ago	2,51%	9,56%	8,56%
set	2,64%	10,10%	9,04%
out	2,88%	11,02%	9,87%
nov	3,11%	12,02%	10,78%
dez	3,35%	12,99%	11,63%
Média	2,79%	10,72%	9,60%

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, uma planta solar real foi modelada e simulada no *software System Advisor Model (SAM)* para análise de seu desempenho energético.

A planta solar é composta por dois sistemas fotovoltaicos divididos em seis subsistemas, sendo três subsistemas com módulos monofaciais de potência nominal de 1,84 kWp cada, e os outros três subsistemas com módulos bifaciais de potência nominal de 2,10 kWp, cada.

Os resultados encontrados para o ganho bifacial foram de 10,72% para brita branca, 9,60% para areia clara e 2,79% para brita preta, considerando valores anuais, esses valores são bem parecidos com valores encontrados em artigos científicos, como Seo et al. (2019) e Muehleisen et al. (2021). Os índices de razão de desempenho apresentam variação entre 85% e 90% para os dois sistemas.

Pode-se destacar, nessa simulação que o ganho bifacial de melhor desempenho foi a brita branca, devido ao seu melhor índice de albedo seguido da areia clara, mas se for para utilização em ambiente real de solos para sistemas bifaciais, a areia clara seria a mais indicada para a utilização, devido ao seu custo relativamente baixo.

A partir dos valores simulados, é necessária uma análise comparativa com valores reais, de forma a verificar a compatibilidade dos módulos analisados, vale destacar que é possível que haja diferença nos valores analisados, pois os albedos utilizados no software não são medidos no solo do sistema fotovoltaico, mas calculados em pesquisas científicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMBROSIO, D. D'.; SCHOENFISCH, M. Electricity Sector. IEA, Paris, 09/ 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electricity-sector>>. Acesso em: 08/04/2023.

AYADI, O.; JAMRA, M.; AMER, J.; AHMAD, L.; ALNAQEP, M. An Experimental Comparison of Bifacial and Monofacial PV Modules. 2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC), 2021, pp. 1-8 sso em: 08/04/2023. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9427864>>. Acesso em: 08/04/2023.

AYALA, P. et al. Bifacial Technology Performance Compared With Three Commercial Monofacial PV Technologies under Outdoor High Irradiance Conditions at the Atacama Desert. IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), 2018, pp. 0672-0675. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8547345>>. Acesso em: 08/04/2023.

BALOCH, A. A. B.; HAMMAT, S.; FIGGIS, B.; ALHARBI, F. H.; TABET, N. In-field characterization of key performance parameters for bifacial photovoltaic installation in a desert climate. Renewable Energy, Volume 159, 2020, Pages 50-63. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812030879X>>. Acesso em: 08/04/2023.

BHADURI, S.; KOTTANTHARAYIL, A. Mitigation of Soiling by Vertical Mounting of Bifacial Modules. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 9, no. 1, pp. 240-244, Jan. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8485402>>. Acesso em: 08/04/2023.

BOUGUERRA, S.; YAICHE, M. R.; SANGWONGWANICH, A.; BLAABJERG, F.; LIIVIK, E. Reliability Analysis and Energy Yield of String-Inverter Considering Monofacial and Bifacial Photovoltaic Panels. 2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation, Systems (PEDG), 2020, pp. 199-204. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9244425>>. Acesso em: 08/04/2023.

CONGEDO, P. M.; MALVONI, M.; MELE, M.; DE GIORGI, M. G. 2013. Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy, Energy Conversion and Management, Volume 68, Pages 1-10, ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.12.017>>. Acesso em: 08/04/2023.

GU, W.; LI, S.; LIU, X.; CHEN, Z.; ZHANG, X.; MA, T. Experimental investigation of the bifacial photovoltaic module under real conditions. Renewable Energy, Volume 173, 2021, Pages 1111-1122. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120319509#bib25>>. Acesso em: 08/04/2023.

HAYIBO, K. S.; PETSUK, A.; MAYVILLE, P.; BROWN, L.; PEARCE, J. M. Monofacial vs bifacial solar photovoltaic systems in snowy environments. *Renewable Energy*, Volume 193, 2022, Pages 657-668. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148122006917#bib15>>. Acesso em: 08/04/2023.

IEA, Annual clean energy investment, 2017-2022. IEA, Paris, 26/10/2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-clean-energy-investment-2017-2022>>. Acesso em: 08/04/2023.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. 2009. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete, *Energy Conversion and Management*, Volume 50, Issue 3, Pages 433-438, ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.12.009>>. Acesso em: 19/10/2023

MOLIN, E.; STRIDH, B.; MOLIN, A.; WÄCKELGÅRD, E. Experimental Yield Study of Bifacial PV Modules in Nordic Conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1457-1463, Nov. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8449214>>. Acesso em: 08/04/2023.

MUEHLEISEN, W.; LOESCHNIG, J.; FEICHTNER, M.; BURGERS, A. R.; BENDE, E. E.; ZAMINI, S.; YERASIMOU, Y.; KOSEL, J.; HIRSCHL, C.; GEORGHIOU, G. E. Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules. *Renewable Energy*, Volume 170, 2021, Pages 613-619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121001828>>. Acesso em: 08/04/2023.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 2019. Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74090.pdf>>. Acesso em: 08/04/2023.

PISELLO, A.; PIGNATTA, G.; CASTALDO, V. L.; COTANA, F. Experimental Analysis of Natural Gravel Covering as Cool Roofing and Cool Pavement. *Sustainability*. 2014; 6(8):4706-4722. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su6084706>>. Acesso em: 08/04/2023.

PIOTR, B. Solar PV. IEA, Paris, 09/2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/solar-pv>>. Acesso em: 08/04/2023.

PORTAL SOLAR. Energia solar: o que é, para que serve, como funciona e benefícios. Portal Solar © 2014-2023. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-energia-solar.html>>. Acesso em: 08/04/2023.

RAINA, G.; MATHUR, S.; SINHA, S. Behavior of bifacial and monofacial photovoltaic modules under partial shading scenarios. *Int J Energy Res.* 2022; 46(9): 12837- 12853. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/er.8057>>. Acesso em: 08/04/2023.

RITCHIE, H., MAX, R.; PABLO, R. Electricity production by source, World. *OurWorldInData.org*, (2022). Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy>>. Acesso em: 08/04/2023.

SEO, Y. et al. Effect of Front Irradiance and Albedo on Bifacial Gain in 1.8kW Bifacial Silicon Photovoltaic System. 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2019, pp. 1298-1301. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8980585>>. Acesso em: 08/04/2023.

VITUCCI, E. M.; FALASCHI, F.; DEGLI-ESPOSTI, V. Ray tracing algorithm for accurate solar irradiance prediction in urban areas. *Applied optics*, 2014. Disponível em: <<https://opg.optica.org/ao/abstract.cfm?uri=ao-53-24-5465>>. Acesso em: 08/04/2023.