

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Daniel Sena Braga

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DO ALBEDO NO DESEMPENHO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS EM DIFERENTES LOCAIS DE MINAS GERAIS**

Belo Horizonte
2025

Daniel Sena Braga

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DO ALBEDO NO DESEMPENHO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS EM DIFERENTES LOCAIS DE MINAS GERAIS**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Antonia Sônia Alves
Cardoso Diniz

Coorientador: Prof. Dr. Lawrence Lee Kazmerski

Belo Horizonte

2025

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

B813e Braga, Daniel Sena
Estudo da influência do albedo no desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais em diferentes locais de Minas Gerais / Daniel Sena Braga. Belo Horizonte, 2025.
132 f. : il.

Orientadora: Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz
Coorientador: Lawrence Lee Kazmerski
Tese (Doutorado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Energia renovável. 2. Energia solar. 3. Radiação solar. 4. Geração de energia fotovoltaica. 5. Células fotovoltaicas. 6. Cobertura dos solos. 7. Desempenho - Avaliação. I. Diniz, Antonia Sônia Alves Cardoso. II. Kazmerski, Lawrence Lee. III. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. IV. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91

Ficha catalográfica elaborada por Fabiana Marques de Souza e Silva - CRB 6/2086

Daniel Sena Braga

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DO ALBEDO NO DESEMPENHO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS EM DIFERENTES LOCAIS DE MINAS GERAIS**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Prof^a. Dr^a. Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz – PUC Minas (Orientadora)

Prof. Dr. Lawrence L. Kazmerski – Colorado University, Boulder, USA (Coorientador)

Prof. Dr. Adriano Moehlecke – PUC RS (Examinador externo)

Prof^a. Dr^a. Izete Zanescio – PUC RS (Examinador externo)

Prof. Dr. Neolmar de Matos Filho – CEFET MG (Examinador externo)

Prof. Dr. Sérgio de Moraes Hanriot - PUC MINAS (Examinador interno)

Belo Horizonte, 30 de abril de 2025.

AGRADECIMENTOS

A Deus, fonte de toda sabedoria e força, agradeço pela oportunidade de chegar até aqui, pela saúde, pela perseverança nos momentos difíceis e por me conduzir em cada etapa desta jornada.

À minha orientadora, Professora Sônia, por ter sido muito mais do que uma orientadora acadêmica ao longo deste percurso. Sua atenção, acolhimento e generosidade foram fundamentais não apenas para o desenvolvimento desta pesquisa, mas também para meu crescimento pessoal. Sou profundamente grato pela confiança, paciência e presença constante nos momentos decisivos dessa caminhada.

Ao meu coorientador, Professor Lawrence Kazmerski, cuja generosidade e entusiasmo contagiante foram essenciais para a realização deste trabalho. Seu conhecimento profundo e constante disponibilidade para colaborar me inspiraram desde o início. Sou grato por cada orientação, cada palavra de incentivo e pelo exemplo de profissional e ser humano que levo como referência para minha vida acadêmica e pessoal.

Aos professores da PUC Minas, pela formação sólida e pelo incentivo contínuo à pesquisa e ao pensamento crítico. Aos funcionários da universidade, meu reconhecimento pela gentileza, disponibilidade e apoio ao longo desses anos.

Aos amigos Vinicius e Dênio, pela parceria, amizade e companheirismo. Compartilhar essa caminhada com vocês tornou tudo mais leve e significativo.

À minha amada esposa Bela, pelo amor incondicional, pela compreensão, incentivo e por ser minha base em todos os momentos.

Aos meus pais, irmãos, cunhadas, vovó e familiares, pelo carinho, apoio e por sempre acreditarem no meu potencial.

Aos amigos que estiveram presentes ao longo do percurso, em especial aos amigos do GREEN PUC Minas, pela troca de conhecimentos, apoio e torcida constante.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), pelo apoio financeiro essencial à realização desta pesquisa.

RESUMO

Na última década, a energia solar fotovoltaica emergiu rapidamente como uma das principais tecnologias globais para produção de energia renovável. Esse crescimento é decorrente da expansão dos volumes de fabricação, da significativa redução dos preços dos módulos fotovoltaicos e da consequente diminuição do tempo de retorno do investimento. Atualmente, a capacidade fotovoltaica acumulada mundial ultrapassa 2 TW, com o Brasil superando os 50 GW instalados ao final de 2024. Refletindo a inovação que impulsionou este rápido crescimento, os módulos FV bifaciais, capazes de produzir energia pelas faces frontal e posterior, evoluíram para uma tecnologia dominante no setor. O fator impulsionador principal é que módulos FV bifaciais oferecem ganhos substanciais na produção de energia elétrica em comparação à tecnologia fotovoltaica monofacial, mantendo preços de mercado semelhantes. Contudo, a continuidade no avanço e na aceitação da tecnologia bifacial exige o desenvolvimento de padrões adicionais. Isso inclui a definição de critérios de medição da potência dos módulos FV, especificando com mais precisão as contribuições da face posterior, traduzindo-as em expectativas realistas de desempenho em campo. Atualmente, a maioria dos fabricantes utiliza o conceito de ganho bifacial, que modela a energia produzida pela face posterior como uma fração adicional daquela produzida pela face frontal sob condições gerais variadas. A padronização desses parâmetros e procedimentos é essencial para garantir previsibilidade no desempenho real em campo. Tal processo é complexo devido à ampla gama de albedos do solo, diversas configurações de instalação com alturas críticas e espaçamento entre fileiras, além das maiores possibilidades de sombreamento e irradiância não uniforme nas face posterior dos módulos FV. O objetivo deste trabalho foi contribuir com a base de conhecimento necessária para o estabelecimento de requisitos padronizados de medição bifacial. Neste sentido, esta tese visa estudar o desempenho elétrico e térmico de módulos FV bifaciais instalados em usinas fotovoltaicas reais, operando sob diferentes condições de albedo e climas em Minas Gerais, Brasil. Os objetivos e resultados incluem o desenvolvimento de um procedimento replicável de medição de albedo, proposta e validação de métodos para medir parâmetros em campo e o ganho bifacial, além da avaliação de estratégias para otimizar a produção de energia pela face posterior dos módulos através da variação do albedo por cobertura do solo e dos efeitos das condições climáticas. Esta pesquisa

analisa o desempenho de usinas bifaciais reais instaladas sob diferentes condições de campo com variados tipos de solo e coberturas superficiais em usinas fotovoltaicas de Minas Gerais. As coberturas de solo comuns avaliadas incluem solos naturais (avermelhados a amarronzados com albedos médios de 0,03 a 0,20), solos naturais com níveis variados de vegetação (com albedos médios de 0,01 a 0,15) e pequenas pedras irregulares naturais. O estudo dedica atenção especial à relação com a composição química do solo nos locais das usinas avaliadas, destacando alguns exemplos contraintuitivos associados às propriedades químicas dos solos. Foram identificadas correlações entre as composições químicas (por exemplo, minerais) e fatores determinantes como refletividade e temperatura que afetam a produção de energia da face posterior dos módulos. Observou-se que a cor, textura e umidade do solo desempenham papéis fundamentais. Solos com partículas maiores, geralmente ricos em óxidos de silício, tendem a refletir mais radiação do que solos com partículas menores, típicos de altos teores de argila. A colaboração com desenvolvedores e operadores locais permitiu avaliar um protótipo de manta orgânica branca de alta refletividade, especialmente projetada para potencializar sistemas bifaciais. A portabilidade da manta polimérica mostrou-se útil como referência para comparação com os albedos e condições locais. Este material sintético validou-se por promover melhorias expressivas na produção energética, aumento consistente do albedo, ganho bifacial e maior potência elétrica nos módulos, strings e arranjos, superando as coberturas naturais comuns em Minas Gerais. Dentre as usinas analisadas, os resultados mais significativos foram observados em Corinto, com aumento de 118% no ganho bifacial, e em São Sebastião do Oeste, com aumento de 80%. Esta tese documenta os benefícios obtidos, como o aumento inicial do albedo para valores elevados ($>0,5$), prevenção ou redução do impacto do crescimento de vegetação (evitando sombreamentos e irradiâncias não uniformes), e superfície do solo inicialmente uniformemente refletiva. Contudo, medições realizadas revelaram algumas limitações relacionadas às condições particulares do local, tais como a susceptibilidade à sujidade da lona branca, dificuldade na remoção completa de partículas acumuladas devido à sua superfície mecanicamente delicada e aumento das temperaturas na face posterior dos módulos FV, potencialmente limitando ou anulando os ganhos proporcionados pelo albedo elevado. Além disso, o aumento da radiação UV ao longo do tempo poderia exacerbar problemas relacionados ao fenômeno de PID induzido por UV, especialmente relevante em células fotovoltaicas

das tecnologias PERC e TOPCon. O impacto desta tese inclui o fornecimento de feedback direto e recomendações práticas aos operadores e desenvolvedores locais para aprimorar a operação e a confiabilidade de sistemas FV bifaciais.

Palavras-chave: Módulos fotovoltaicos bifaciais. Albedo. Ganho bifacial. Efeitos da cobertura do solo. Desempenho.

ABSTRACT

Over the last decade, photovoltaic (PV) solar energy has rapidly emerged as a major global renewable-electricity technology. This is due to the growth in manufacturing volumes, the significant decline of PV module prices, and related lowering of return-on-investment times over this recent period. World cumulative PV capacity now exceeds 2 TW, with Brazil surpassing 50 GW installed at the end of 2024. Reflective of the innovation that has driven this rapid PV growth, bifacial photovoltaic modules, capable of producing solar electricity from both the device's front and back sides, have evolved as a dominant PV technology. The main driving factor is that bifacial panels and systems provide significant gains in electrical power production compared to the previously conventional monofacial PV technology with the same market prices. However, continued advancement and acceptance of bifacial technology require further standards development. This includes the specification of measurement criteria for module power output that better defines the backside panel contributions that can be translated into actual field expectations. Currently, most manufacturers use the concept of bifacial gain, which does model the energy produced by the rear face as an additional fraction of the energy produced by the front face of the module under vary general conditions. Standardizing these parameters and procedures is essential to ensure predictability in actual field performance. This process is complex because of the large range of ground albedos, varying installation configurations that have critical heights and spacings between rows, and the increased possibilities of shading and non-uniform irradiance at the rear panel faces. The goal of this project has been to add to the knowledge base needed for standard bifacial measurement requirements. To support this, the purpose of this thesis is to study the electrical and thermal performance of bifacial photovoltaic modules installed in real photovoltaic solar power plants operating under existing, different albedo and climatic conditions in Minas Gerais, Brazil. The objectives and results include the development of a replicable albedo measurement procedure, the proposal and validation of methods for measuring field parameters, bifacial gain, and evaluating strategies to optimize energy production by the back face of bifacial modules through albedo variation due to ground cover, and climate conditions effects. This research analyzes the performance of real solar bifacial plants installed in different field conditions with various soils and ground covers for operating Minas Gerais bifacial solar plants. The

common ground covers evaluated include natural soils (reddish to brownish with average albedos 0.03-0.2), natural soils with low and high vegetation levels (with average albedos 0.01-0.15), and natural irregular small stones. This includes a special focus on the relationships to the composition of the ground soil where the evaluated photovoltaic solar power plants are located, with some counterintuitive examples that are traced to soil chemistries. Correlations between the chemical compositions (e.g., minerals) and determinable factors such as reflectivity and temperature affecting the rear panel power generation. It has been determined that ground cover color, texture, and moisture content play important roles. Soils with larger particles typically with high Si-oxide content tend to reflect more radiation than soils with smaller particles, typical of high clay contents. However, the higher reflectivity in some case results in higher back panel temperatures and lower performance. The research collaborations with site developers and operator provided the opportunity to evaluate a prototype high-reflectivity, white organic cover sheet specially designed for potential optimization of bifacial arrays. The polymer ground sheet's portability made it useful as a reference for comparing its properties to the site's albedos and ground conditions. This synthetic ground sheet design is validated to promote the benefits of a significant improvement in energy production, a consistent increase in albedo, bifacial gain, and resulting higher module, string, and array electrical power outputs over any of the usual Minas Gerais natural ground covers. Among the plants analyzed, the most expressive results were observed in Corinto, with an increase in bifacial gain of 118%, and in São Sebastião do Oeste of 80%. This thesis documents the benefits: (1) The albedo is increased initially to high values (>0.5) and higher power production from the modules rear surface. (2) The impact of vegetation growth is prevented or reduced, avoiding shading or non-uniform or time-dependent irradiation exposures. (3) The ground surface is initially uniformly reflective without the issues encountered with varying ground cover compositions. However, measurements at one site, uncovered some issues that relate to the specific conditions of the site. These limitations include: (1) The surface of the white sheet can undergo significant changes in its optimal optical conditions since it is prone potential soiling (discoloration) from the surrounding terrain. (2) Our evaluation has shown that the sheet is difficult to adequately remove the accumulated particulates. The surface is mechanically soft, and some particle imbedding can impede the restoration. (3) The high-reflectivity over the entire solar spectrum has been shown to increase the module backside temperature. This can limit or negate the

effects of the gain in albedo (similar to white gravel/stone observations). But additionally, the increase of UV over time would pose problems for UV-PID currently a concern for PERC and TOPCon cell technologies. The impact of this thesis has been to provide direct feedback to the site operators and developers with recommendations to improve the operation and reliability of their bifacial PV systems.

Keywords: Bifacial photovoltaic modules. Albedo. Bifacial gain. Ground cover effects. Performance

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidade mundial instalada de energia solar FV e adições anuais	11
Figura 2. Projeção do número de microgeradores para 2024	12
Figura 3. Quantidade anual de conexões de Geração Distribuída Solar	13
Figura 4. Capacidade mundial instalada anualmente da tecnologia bifacial	14
Figura 5. Participação no mercado mundial de células monofaciais e bifaciais	15
Figura 6. Eficiências de células fotovoltaicas para várias tecnologias fotovoltaicas medidas sob condição padrão	20
Figura 7. Histograma dos principais eventos técnicos selecionados para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica bifacial de 1960 a 2021	22
Figura 8. Participação no mercado mundial de células monofaciais e bifaciais	24
Figura 9. Albedômetro	25
Figura 10. Taxa de cobertura do solo na Usina Solar Três Marias	27
Figura 11. Variação da distância entre as fileiras de módulos	27
Figura 12. Altura de instalação dos módulos em relação ao solo	28
Figura 13. Influência da altura de instalação dos módulos e o ganho bifacial	29
Figura 14. Variação da uniformidade da irradiação solar na face posterior variando a altura de instalação dos módulos	30
Figura 15. Distribuição não uniforme da irradiância solar na face posterior em uma string com estrutura fixa (à esquerda) e uma string com estrutura tracker (à direita)	30
Figura 16. Variação da irradiação solar na face posterior do módulo FV	31
Figura 17. Sistema EcoGorund	33
Figura 18. Rastreador solar de um eixo composto por módulos FV bifaciais de silício multicristalino e CdTe	34
Figura 19. Distribuição espectral da irradiância espectral para as condições AM0 (no topo da atmosfera), AM1,3 (global inclinada), AM1,5 (direta e circunsolar)	38
Figura 20. Processo de conversão fotovoltaica	41
Figura 21. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	43
Figura 22. Curva I-V característica de uma célula solar	44
Figura 23. Resposta espectral em função do comprimento de onda	48
Figura 24. Influência da variação da irradiância sobre o comportamento de um módulo fotovoltaico	49

Figura 25. Influência da variação da temperatura da célula sobre o comportamento do módulo fotovoltaico	49
Figura 26. Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica.....	50
Figura 27. Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica	51
Figura 28. Célula monocristalina monofacial: face frontal e posterior	52
Figura 29. Célula monocristalina bifacial: <i>face frontal e posterior</i>	53
Figura 30. Comparação: estruturas das células monofaciais e bifaciais.	53
Figura 31. Estrutura módulo fotovoltaico bifacial.....	55
Figura 32. Participação no mercado mundial de módulos vidro-vidro e vidro-película	56
Figura 33. Ficha técnica de módulo FV bifacial Trina Solar	57
Figura 34. Ficha técnica de módulo FV bifacial Canadian Solar	58
Figura 35. Ficha técnica de módulo FV bifacial Jinko Solar	58
Figura 36. Ficha técnica de módulo FV bifacial Risen.....	59
Figura 37. Traçador de Curva IxV Daystar DS-1000.....	62
Figura 38. Curva IxV coletada pelo traçador Daystar DS-1000.....	63
Figura 39. (a) Albedômetro Digital Classe A modelo SRA30-D1 e (b) Estação meteorológica fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB	64
Figura 40. Câmera de infravermelho Fluke Ti450	64
Figura 41. Ficha de dados técnicos módulo Risen RSM120-8-590BMDG.....	65
Figura 42. Procedimento curva IxV da face frontal (a) e posterior (b) do módulo FV bifacial	66
Figura 43. Inspeção termográfica UFV Iguatama.....	67
Figura 44. Albedômetro instalado na UFV Iguatama.....	67
Figura 45. (a) Medição do albedo solo natural e (b) medição do albedo lona branca - UFV Três Marias	68
Figura 46. Folha de dados técnicos módulo FV – UFV Três Marias	69
Figura 47. Pontos quentes causados pela vegetação local – UFV Três Marias.....	70
Figura 48. Usina Solar Itaguara.....	71
Figura 49. Três superfícies distintas na UFV Itaguara: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita.	71
Figura 50. Procedimento Curva IxV face frontal – UFV Itaguara.....	72

Figura 51. Curva IxV para diferentes condições de albedo: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita – UFV Itaguara.....	72
Figura 52. Detalhe estrutura de fixação módulos FV bifaciais – UFV Itaguara	73
Figura 53. Usinas solares com diferentes albedos.....	74
Figura 54. Localização das usinas bifaciais estudadas.....	75
Figura 55. Bancada de ensaios (1) curva IxV do módulo bifacial, (2) curva IxV da face frontal do módulo, (3) curva IxV da face posterior do módulo	77
Figura 56. Bancada de ensaios lona branca (1) curva IxV do módulo bifacial, (2) curva IxV da face frontal do módulo, (3) curva IxV da face posterior do módulo	78
Figura 57. Vista aérea UFV Mirabela	79
Figura 58. Dados técnicos módulo FV - UFV Mirabela	80
Figura 59. Vista aérea UFV Pirapora	80
Figura 60. Dados técnicos módulo FV - UFV Pirapora.....	81
Figura 61. Vista aérea UFV Corinto	82
Figura 62. Dados técnicos módulo FV - UFV Corinto.....	82
Figura 63. Usina solar de São Sebastião do Oeste.....	83
Figura 64. Dados técnicos módulo FV - UFV São Sebastião do Oeste	84
Figura 65. Vista aérea UFV Varginha.....	84
Figura 66. Dados técnicos módulo FV - UFV Varginha	85
Figura 67. Localização das UFVs estudadas	85
Figura 68. Equipamento MEV para análise no laboratório de Microscopia da PUC Minas.....	87
Figura 69. Amostras de solo preparadas para análise MEV/EDS	87
Figura 70. Gerador fotovoltaico e solo da UFV Iguatama	91
Figura 71. Curva IxV do módulo FV completo – UFV Iguatama.....	92
Figura 72. Curva IxV da face frontal do módulo FV – UFV Iguatama.....	93
Figura 73. Curva IxV da face posterior do módulo FV – UFV Iguatama.....	93
Figura 74. Gráfico de albedo UFV Iguatama	95
Figura 75. Distância do tubo de torção da estrutura de rastreamento solar em relação ao módulo.....	96
Figura 76. Termografia módulos FV utilizando a Fluke Ti450	96
Figura 77. Termografia módulos FV – Usina Solar Iguatama	97
Figura 78. Medição do albedo solo natural	98
Figura 79. Albedo solo natural – UFV Três Marias.....	98

Figura 80. Curva IxV do módulo bifacial considerando solo natural.....	99
Figura 81. Medição da curva IxV com lona branca – UFV Três Marias	99
Figura 82. Albedo solo lona branca – UFV Três Marias.....	100
Figura 83. Curva IxV do módulo bifacial - solo com cobertura branca	100
Figura 84. Pontos quentes causados pela vegetação local – UFV Três Marias.....	102
Figura 85. Procedimento curva IxV - UFV Itaguara: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita.	103
Figura 86. Detalhe do aquecimento causado pela estrutura de fixação dos módulos bifaciais – UFV Itaguara	105
Figura 87. Imagens das medições curva IxV – UFV Mirabela.....	108
Figura 88. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Mirabela	109
Figura 89. Imagens das medições curva IxV – UFV Pirapora.....	111
Figura 90. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Pirapora	112
Figura 91. Imagens das medições curva IxV – UFV Corinto.....	113
Figura 92. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Corinto..	114
Figura 93. Imagens das medições curva IxV – UFV São Sebastião do Oeste.....	116
Figura 94. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de São Sebastião do Oeste	117
Figura 95. Imagens das medições curva IxV – UFV Varginha	119
Figura 96. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Varginha	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Albedo para diferentes superfícies	25
Tabela 2. Localizações das usinas solares avaliadas	61
Tabela 3. Características construtivas das usinas solares avaliadas	76
Tabela 4. Características dos módulos FV das UFV avaliadas	76
Tabela 5. Características elétricas Curva IxV - UFV Iguatama	94
Tabela 6. Características elétricas Curva IxV - UFV Três Marias	101
Tabela 7. Medições Módulos Bifaciais para diferentes albedos - UFV Itaguara.....	104
Tabela 8. Localizações das usinas solares avaliadas	106
Tabela 9. Medições Módulos Bifaciais - UFV Mirabela	108
Tabela 10. Medições Módulos Bifaciais - UFV Pirapora	111
Tabela 11. Medições Módulos Bifaciais - UFV Corinto	114
Tabela 12. Medições Módulos Bifaciais - UFV São Sebastião do Oeste	116
Tabela 13. Medições Módulos Bifaciais - UFV Varginha.....	119

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.2	Motivação	15
1.3	Objetivos.....	17
1.4	Descrição dos capítulos.....	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.2	Principais tecnologias de células solares	19
2.3	Histórico e Evolução da Tecnologia bifacial	21
2.4	Albedo	24
2.5	Taxa de cobertura do solo (GCR).....	26
2.6	Altura de instalação do módulo em relação ao solo	27
2.7	Deposição de sujidade de usinas bifaciais verticais	31
2.8	Estudos de Caso no Brasil e no Exterior	32
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	37
3.1	Radiação Solar	37
3.2	Efeito fotovoltaico e célula solar	39
3.3	Parâmetros elétricos das células solares	42
3.4	Fatores que afetam as características elétricas	47
3.5	Perdas causadas por deposição de sujidade	51
3.6	Módulos Fotovoltaicos Bifaciais.....	51
3.7	Conceitos da Tecnologia Bifacial.....	56
4	METODOLOGIA.....	61
4.1	Medições elétricas e térmicas de módulos FV bifaciais.....	61
4.1.1	UFV Iguatama	65
4.1.2	UFV Três Marias	68
4.1.3	UFV Itaguara	70
4.2	Avaliação do desempenho dos módulos FV bifaciais para tipos de solo e climas diferentes	73
4.2.1	UFV Mirabela.....	78
4.2.2	UFV Pirapora.....	80
4.2.3	UFV Corinto.....	81
4.2.4	UFV São Sebastião do Oeste.....	83
4.2.5	UFV Varginha	84
4.3	Ganho bifacial.....	85

4.4	Incerteza de Medição	88
5	RESULTADOS	91
5.1	Desenvolvimento do protocolo padrão para avaliação do desempenho elétricos e térmicos dos módulos FV bifaciais	91
5.1.1	UFV Iguatama	91
5.1.2	UFV Três Marias	97
5.1.3	UFV Itaguara	103
5.2	Avaliação do desempenho de módulos FV bifaciais em diferentes localidades de Minas Gerais	105
5.2.1	UFV Mirabela.....	107
5.2.2	UFV Pirapora.....	110
5.2.3	UFV Corinto.....	113
5.2.4	UFV São Sebastião do Oeste (SSO).....	115
5.2.5	UFV Varginha	118
6	CONCLUSÕES	122
7	REFERÊNCIAS	125

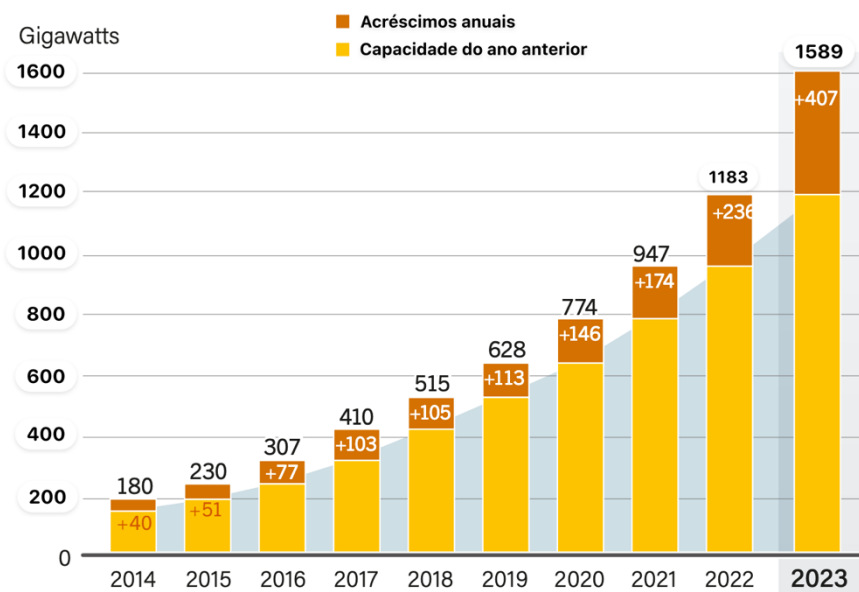
1 INTRODUÇÃO

Atualmente, há uma grande tendência e preocupação do mercado mundial com a produção de energia oriunda da energia solar e outras fontes renováveis. Na COP28, líderes mundiais estabeleceram metas ousadas para as energias renováveis, incluindo o compromisso de triplicar a capacidade global instalada até 2030. Além disso, mais de 150 países já adotaram políticas para ampliar o uso de fontes renováveis no setor energético, reforçando a transição para um futuro mais sustentável (IEA, 2024).

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024), a capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica no mundo, no final de 2023, era de pelo menos 1581 GW (Figura 1). No final de 2024 atingiu a marca de 2 TW de capacidade instalada no mundo, de acordo com o levantamento do Global Solar Council (GSC).

Ainda segundo a IEA (2024), a China continua como a líder mundial neste setor, apresentando uma capacidade acumulada de 662 GW, seguida pela União Europeia (268,1 GW), EUA (169,5 GW), Índia (95,3 GW) e Japão (91,4 GW). Na União Europeia, a Alemanha lidera com 81,6 GW, seguida pela Espanha (37,6 GW) e pela Itália (30,3 GW).

Figura 1. Capacidade mundial instalada de energia solar FV e adições anuais

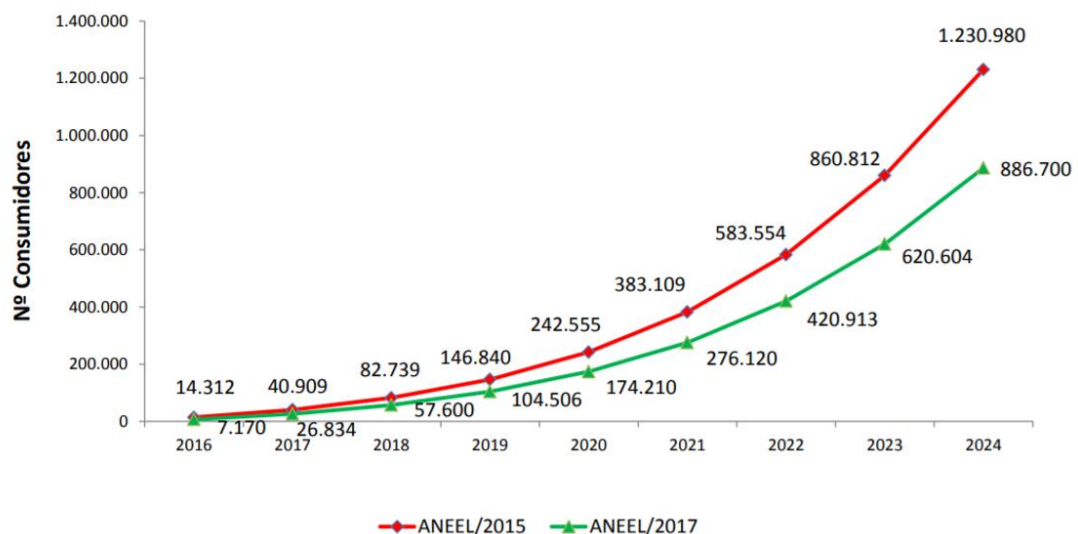


Fonte: Global Status Report, 2024.

A energia solar fotovoltaica destaca-se no mundo devido ao crescimento significativo com implantação recorde e expansão rápida para novos mercados. O mercado chinês apresentou um crescimento excepcional em 2023, com uma expansão superior a 125%, alcançando um volume mínimo de 235 GW instalados e um potencial total de até 277 GW — um salto significativo em relação aos 106 GW registrados em 2022 e aos 55 GW em 2021. A União Europeia ocupou a segunda posição, com 55,8 GW em novas instalações, seguida pelos Estados Unidos, com 33,2 GW, e pela Índia, que apresentou uma leve retração, totalizando 16,6 GW. Destaque também para a Alemanha, que, impulsionada por um crescimento robusto de 14,3 GW, avançou para a quarta colocação no ranking global.

A publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que regulamentava o acesso de sistemas de micro e minigeração distribuída às redes de distribuição de energia elétrica, impulsionou significativamente o crescimento das instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Paralelamente, o Governo Brasileiro tem sinalizado a intenção de promover leilões voltados à implantação de usinas solares, com o objetivo de diversificar a matriz elétrica nacional. Esse cenário tem estimulado o avanço de pesquisas voltadas ao aprimoramento das tecnologias solares e ao desenvolvimento de estratégias que assegurem o desempenho esperado desses sistemas ao longo do tempo.

Figura 2. Projeção do número de microgeradores para 2024



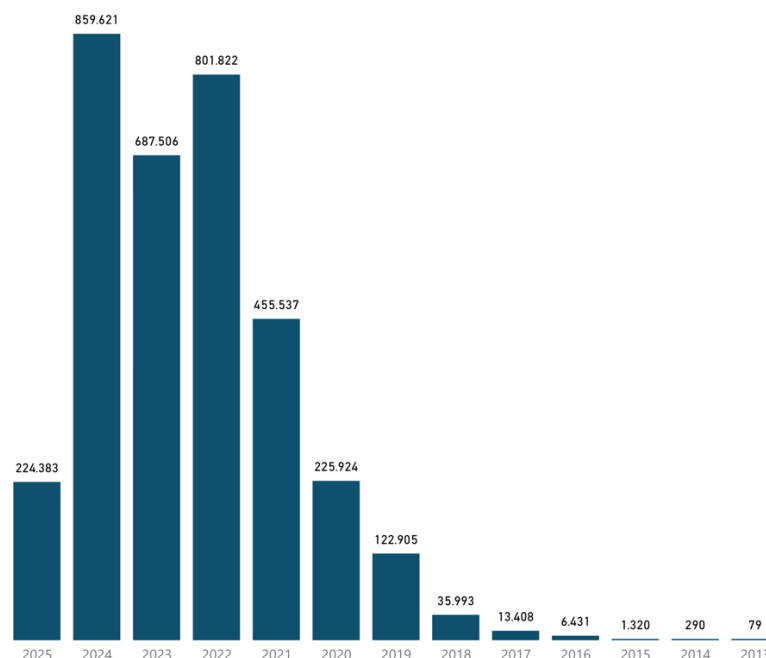
Fonte: ANEEL, 2017.

Conforme apresenta a Figura 2, a Agência Nacional de Energia Elétrica previa um salto do número de microgeradores de mais de 12.000% entre os anos de 2016 até 2024, alcançando mais de 850.000 unidades microgeradoras.

Contudo até o mês de abril de 2025, há mais de 3.400.000 unidades consumidoras com geração distribuída solar no Brasil, com uma capacidade total instalada de 38,5 GW, sendo que mais de 5.100.000 unidades consumidoras recebem créditos energéticos (ANEEL, 2022). Estes valores chegam a superar de forma muito considerável a previsão realizada pela ANEEL em 2017.

A Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, instituiu o marco legal para a geração distribuída de energia solar no Brasil, substituindo a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL. Com isso, o país manteve o incentivo ao desenvolvimento do mercado de micro e minigeração, fortalecendo ainda mais o crescimento do setor. Conforme a Figura 3, verifica-se que apenas em 2024, mais de 850.000 sistemas fotovoltaicos foram conectados à rede de distribuição, equivalente a uma adição de capacidade próxima a 9,6 GW.

Figura 3. Quantidade anual de conexões de Geração Distribuída Solar



Fonte: ANEEL, 2025.

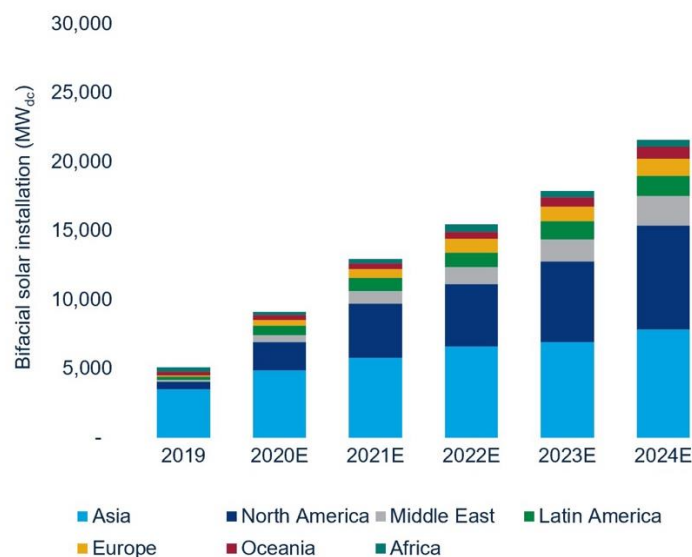
No Brasil, a capacidade instalada de usinas fotovoltaicas de Geração Centralizada já ultrapassa 17 GW. Esse avanço, somado ao crescimento acelerado da adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais, tem contribuído para a redução dos

custos da tecnologia. Como resultado, o país superou a marca de 56 GW de potência instalada em energia solar (ANEEL, 2025).

Atualmente, a tecnologia mais promissora no setor fotovoltaico são os módulos FV bifaciais. Esses módulos convertem em energia elétrica tanto a irradiação solar na face frontal do módulo, predominantemente a parcela da irradiação direta, quanto a irradiação na face posterior, normalmente a parcela da irradiação difusa originada do céu e refletida pelo solo e objetos nos arredores.

Os módulos solares bifaciais têm atraído muita atenção do mercado nos últimos anos e atualmente dominam a produção e a implantação de usinas fotovoltaicas de grande porte. Em termos quantitativos, observou-se a capacidade instalada crescer de apenas 97 MW em todo o mundo em 2016 para mais de 2,6 GW em 2018. Esse número dobrou até o final de 2019, atingindo 5,42 GW, de acordo com Woods Mackenzie Global (2019). Isso elevou a capacidade solar bifacial cumulativa global para mais de 8,2 GW. Ainda segundo Woods Mackenzie Global, a previsão era de que o mercado bifacial cresceria dez vezes até 2024.

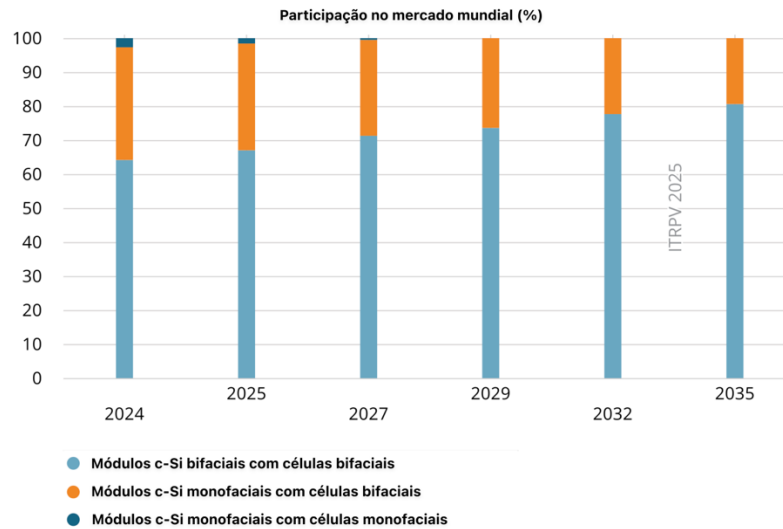
Figura 4. Capacidade mundial instalada anualmente da tecnologia bifacial



Fonte: Woods Mackenzie Global bifacial market report, 2019.

As células bifaciais podem ser utilizadas em módulos bifaciais, bem como em módulos FV monofaciais. Conforme Figura 5, atualmente, os módulos bifaciais dominam, com cerca de 64% do mercado. A participação dos módulos bifaciais aumentará ainda mais, chegando a cerca de 81% em 2035, também devido ao aumento do uso de módulos de vidro-vidro (ITRPV, 2025).

Figura 5. Participação no mercado mundial de células monofaciais e bifaciais



Fonte: International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2025.

Sendo assim, nos últimos anos tem se observado um esforço significativo para se desenvolver ferramentas para modelar o desempenho de sistemas fotovoltaicos bifaciais. Ainda não há uma norma internacional para avaliação da produção de energia de módulos bifaciais e, portanto, cada fabricante apresenta na ficha de dados de seus equipamentos uma estimativa de aumento de produção de energia elétrica. O desenvolvimento de uma norma padrão para avaliação do desempenho destes módulos irá acelerar o emprego da tecnologia no mundo.

1.2 Motivação

A energia solar fotovoltaica se destaca no mundo com implantação recorde e expansão rápida para novos mercados. Ao longo da última década, se verificou grande esforço do setor de energia solar fotovoltaica para o aumento da eficiência das células solares e redução no custo de produção dos módulos fotovoltaicos.

Apesar de todos os avanços neste sentido, os módulos FV são instalados em locais de características diversas, sendo submetidos a diferentes condições de operação. Atualmente, os módulos FV bifaciais são a tecnologia mais promissora no mercado fotovoltaico. As células fotovoltaicas bifaciais podem contribuir para maximização da produção de energia elétrica em comparação com as células monofaciais. A utilização destes módulos FV aumenta a produção de energia elétrica por metro quadrado utilizando a radiação refletida pelo solo, também conhecida como albedo. No entanto, não há padronização das condições de teste padrão para prever

sua produção de energia. Para resolver essa questão, as normas padrões, como a nova Especificação Técnica IEC 60904-1-2, estão sendo atualizadas e adaptadas para considerar as relevantes diferenças entre os módulos bifaciais e os monofaciais.

Para conhecer as propriedades precisas das células solares bifaciais, é importante determinar as características elétricas de ambas as faces das células fotovoltaicas usando um simulador solar ou radiação solar natural.

A irradiância que incide sobre a face frontal do módulo FV é tipicamente homogênea, quando as perdas de transmissão, como a sujidade, neve, e outros, estão ausentes. Em contraste, a irradiância que incide na face posterior é frequentemente mais heterogênea. Por exemplo, a contribuição da reflexão do solo é afetada pelo auto sombreamento e os ângulos do fator de visão são diferentes para a face frontal e posterior dos módulos FV. Além disso, para evitar o sombreamento da radiação solar direta, os sistemas fotovoltaicos são projetados de forma que todos os componentes estruturais e funcionais fiquem posicionados no lado posterior dos módulos FV. No entanto, elementos como cabos e racks acabam influenciando a irradiância recebida pela face posterior dos módulos FV bifaciais.

Uma importante variável que influencia diretamente no aumento dessa produção de energia são os diferentes níveis de refletividade do solo, específicos de cada região em que um sistema fotovoltaico é instalado.

Apesar dos estudos realizados ao longo dos últimos anos sobre a tecnologia dos módulos bifaciais, sobre a modelagem do albedo e sobre a modelagem dos ganhos de produção, algumas lacunas do conhecimento da tecnologia bifacial permanecem abertas. Atualmente, deseja-se saber como é a homogeneidade do albedo nas usinas fotovoltaicas, como os solos não uniformes são considerados e qual o melhor local para se medir a irradiância na face posterior dos módulos FV. Além disso, procura-se entender qual a influência do sombreamento da estrutura de suporte, como é a resposta dos módulos FV bifaciais em condições em que temos uma irradiância não homogênea incidindo na face posterior e qual é a temperatura de operação do módulo FV ao receber a irradiância na face posterior.

Atualmente não há uma padronização para medição do desempenho dos módulos FV bifaciais em diferentes condições de albedo e apresentar uma proposta de padronização de ensaio de desempenho para módulos FV bifaciais irá contribuir para melhor previsão de produção de energia elétrica e o aumento do emprego da tecnologia no mundo.

É importante destacar que compreender o real aumento na produção de energia elétrica proporcionado pelo uso de módulos FV bifaciais é essencial para o dimensionamento adequado da usina fotovoltaica e de seus componentes, como os inversores e dispositivos de proteção.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de usinas fotovoltaicas que utilizam módulos fotovoltaicos bifaciais, considerando o impacto do albedo de diferentes tipos de solo encontrados no estado de Minas Gerais.

Os objetivos específicos são:

- a) Desenvolver um protocolo padronizado para medições elétricas e térmicas de módulos FV bifaciais, visando quantificar a diferença de produção de energia entre as faces frontal e posterior do módulo.
- b) Avaliar o desempenho elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos bifaciais em diferentes condições de albedo, considerando os tipos de solo característicos de usinas fotovoltaicas instaladas no estado de Minas Gerais.
- c) Avaliar o ganho bifacial dos módulos fotovoltaicos instalados em usinas com tipos de solos e climas diferentes.
- d) Propor estratégias para otimizar o desempenho de geradores fotovoltaicos bifaciais em condições reais de operação no clima predominante da região, com base nos dados experimentais obtidos.

1.4 Descrição dos capítulos

O capítulo 1 apresenta o cenário energético mundial, abordando os fatores que impulsionaram a busca por novas soluções energéticas sustentáveis. Também são discutidas as principais tendências do setor de energia e indústria fotovoltaica, além de expor a motivação e os objetivos deste trabalho.

No capítulo 2 são apresentados os principais estudos e pesquisas realizados na área de energia solar fotovoltaica, com foco no aumento da eficiência da tecnologia.

Este tópico também expõe estudos acerca do desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais em outros lugares no mundo.

O capítulo 3 contém a fundamentação teórica do presente trabalho, em que são apresentados os principais conceitos sobre radiação solar, tecnologia solar fotovoltaica, fatores que afetam o desempenho dos módulos, e os conceitos fundamentais da tecnologia bifacial.

O capítulo 4 descreve a metodologia adotada no trabalho, detalhando as etapas, procedimentos e análises realizadas.

O capítulo 5 aborda os resultados encontrados a partir das medições e análises, enquanto o capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho, destacando os impactos e contribuições que o estudo pode trazer para o setor e sugerindo possíveis pontos que podem ser explorados em pesquisas futuras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A principal barreira para difusão da utilização da tecnologia solar fotovoltaica em larga escala consiste na confiabilidade e durabilidade dos equipamentos utilizados em um sistema fotovoltaico, em especial, o módulo fotovoltaico, que é o responsável principal pela conversão da energia solar em energia elétrica.

Diferentemente das células FV monofaciais, as células FV bifaciais são capazes de converter a energia solar recebida por ambas as faces em energia elétrica (MOEHLECKE; ZANESCO; LUQUE, 1994).

Como resultado, projetos fotovoltaicos construídos usando módulos FV bifaciais produzem mais energia elétrica do que projetos que utilizam módulos FV monofaciais do mesmo tamanho, apresentando um menor custo nivelado de energia com retornos econômicos mais elevados.

Atualmente, a tecnologia bifacial está enfrentando os mesmos desafios que as tecnologias maduras de energia renovável de hoje, como a eólica e a solar, enfrentaram nos últimos anos: ela ainda não acumulou dados de campo a longo prazo suficientes para demonstrar seu desempenho no mundo real sob todas as condições.

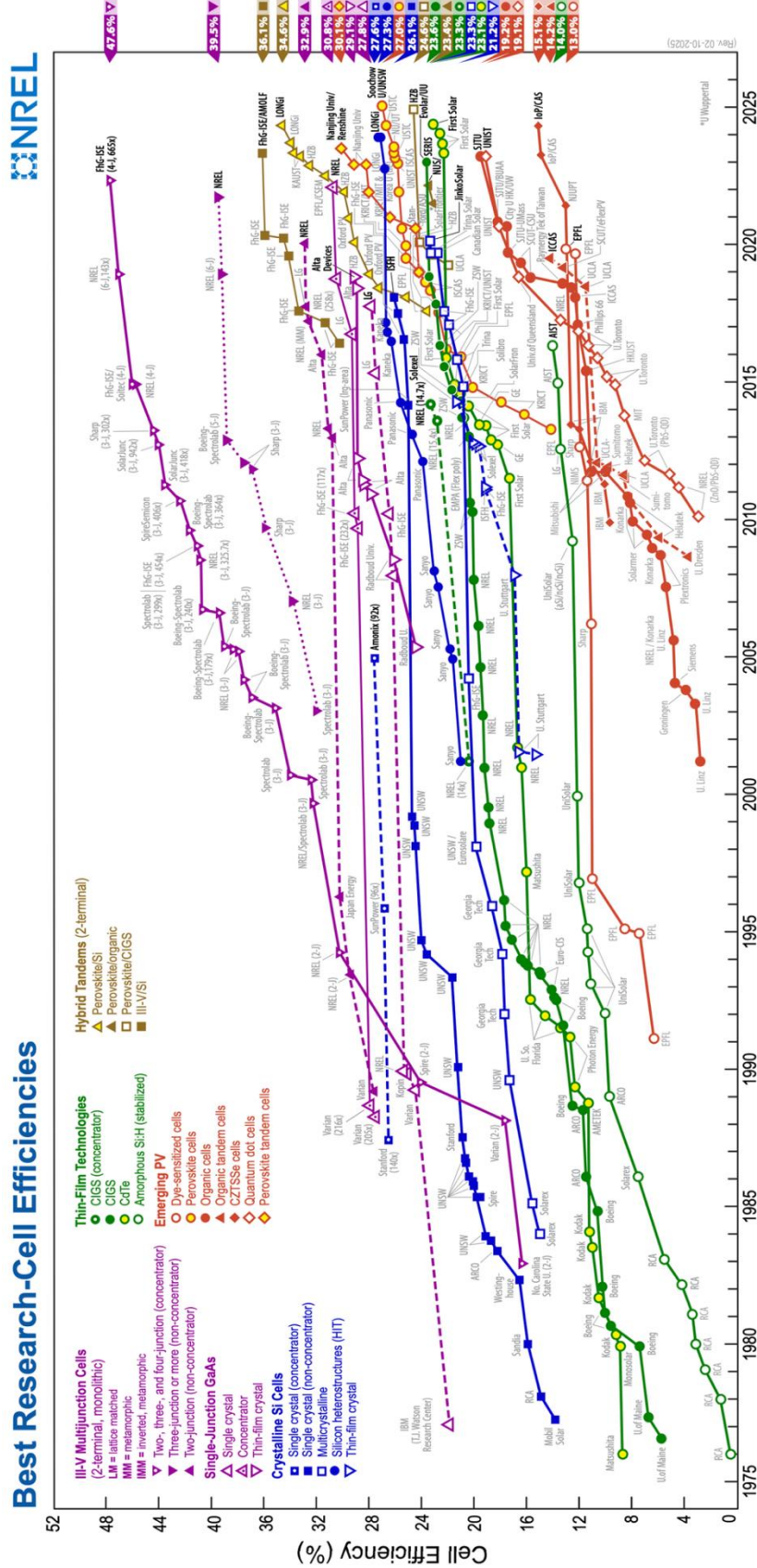
2.2 Principais tecnologias de células solares

Ao longo dos últimos 60 anos foram desenvolvidas várias tecnologias de fabricação de células solares. Atualmente, dominam o mercado mundial a tecnologia de silício cristalino, responsável pela maior participação do mercado de energia solar fotovoltaica. A Figura 6 apresenta as eficiências encontradas para as diversas tecnologias fotovoltaicas.

Outras tecnologias fotovoltaicas também possuem uma presença no mercado, dentre elas destacam-se os filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H).

Nos últimos anos, notou-se um avanço no desenvolvimento de células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, células de material orgânico (OPV), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) e células solares de perovskita (*Perovskite Solar Cells*).

Figura 6. Eficiências de células fotovoltaicas para várias tecnologias fotovoltaicas medidas sob condição padrão



Fonte: NREL, 2025.

Atualmente, as células fotovoltaicas de silício monocristalino e multicristalino, que possuem a maior participação no mercado mundial, apresentam eficiências em laboratório de 26,1% e 23,3%, respectivamente. As tecnologias de filmes finos que se destacam com as maiores eficiências são as células de telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) que alcançaram no mesmo ano, eficiência de 23,1% e 23,6%, respectivamente, conforme dados do NREL (2025).

Existem ainda as células que utilizam a tecnologia de concentradores. Uma célula solar de silício monocristalino com concentrador alcança eficiência igual a 27,6%. De acordo com o NREL (2025), a célula com maior eficiência encontrada em laboratório, atualmente, é a célula de multijunções (4 junções ou mais) que também utiliza a tecnologia de concentrador e apresenta eficiência de 47,6%. Esta é uma célula solar de multijunções metamórficas invertidas (IMM). Nesta arquitetura de dispositivo, são utilizadas camadas de GaInP (1,8 eV), GaAs (1,4 eV), GaInAs (1,0 eV) e GaInAs (0,7 eV) (NREL, 2022).

Nos últimos anos, com a difusão dos módulos PERC de alta eficiência na indústria, a busca pelos módulos bifaciais começou a ganhar força no mercado, visto que a bifacialidade pode ser entendida como uma continuação natural das células solares de alta eficiência (LORENZO, 2021). Como o custo para fabricação dos módulos FV bifaciais vem se equiparando aos preços dos módulos FV monofaciais (INFOLINK, 2022) o ganho adicional de energia está tornando os módulos bifaciais cada vez mais populares nos empreendimentos de grande porte instalados atualmente no mundo.

2.3 Histórico e Evolução da Tecnologia bifacial

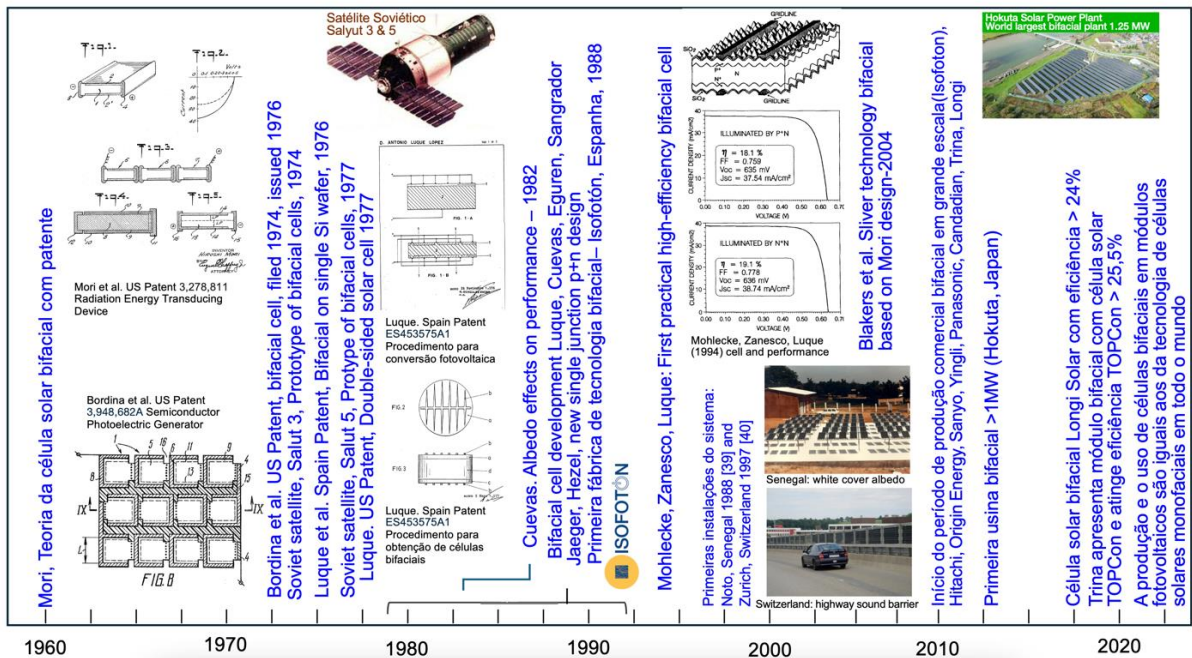
A Figura 7 resume os marcos tecnológicos mais relevantes na evolução das células solares fotovoltaicas bifaciais. As primeiras referências a esse tipo de célula incluem a análise teórica e a patente apresentada por Mori no início dos anos 1960 (MORI, 1966). Posteriormente, pesquisadores soviéticos, como Bordina et al. (1966), deram continuidade ao desenvolvimento da tecnologia, culminando em experimentos com protótipos a bordo dos satélites soviéticos Salyut 3 e 5 durante a década de 1970 (ZAK, 2011; 2021). Esses avanços despertaram o interesse da comunidade científica na Espanha, onde as primeiras patentes de Luque (1976) forneceram uma base sólida

para o entendimento e o aprimoramento do dispositivo entre as décadas de 1980 e início de 1990.

As primeiras células FV bifaciais foram desenvolvidas pelo Instituto de Energía Solar no fim dos anos 1970. Na época, ao empregar substratos n-FZ de alta resistividade, foi possível atingir eficiências de 15,7% com iluminação pelo lado tipo p e 12,0% pelo lado tipo n. Posteriormente, essa tecnologia foi repassada à empresa Isofotón, responsável pela fabricação dos primeiros módulos FV bifaciais disponíveis comercialmente (DEL CANIZO et al., 2001).

Ao longo dos anos 1980, diversas publicações pioneiras impulsionaram o progresso da tecnologia, redirecionando o foco para aplicações em energia fotovoltaica terrestre e promovendo a produção de células bifaciais em lâminas de silício com áreas maiores. Um marco importante ocorreu em 1994, quando Moehlecke, Zanesco e Luque demonstraram a primeira célula solar bifacial de silício com alta eficiência, alcançando 19,1% de eficiência sob iluminação pela junção n⁺n e 18,1% pela junção p⁺n.

Figura 7. Histograma dos principais eventos técnicos seleccionados para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica bifacial de 1960 a 2021



Fonte: Braga et al., 2023.

Foi em 1984, que a Isofotón, uma startup originada do Instituto de Energía Solar da Universidade Politécnica de Madrid, iniciou a produção industrial em larga escala dos módulos fotovoltaicos bifaciais (LORENZO, 2021).

Naquela época, o mercado fotovoltaico mundial era bastante limitado, com uma capacidade anual inferior a 23 MW e aplicações concentradas em sistemas autônomos voltados para telecomunicações e eletrificação rural. Em contraste, ao final de 2023, a capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica no mundo já havia alcançado, no mínimo, 1581 GW (IEA, 2024).

Foi no mercado rural fotovoltaico que a Isofotón passou a comercializar seus módulos bifaciais modelos ISO-50 de potência nominal na face frontal de 36 W e ISO-100 de potência nominal na face frontal de 72 W. Na prática, não foram feitos cálculos específicos para estimar a irradiação na face posterior e o aumento de energia produzida decorrente da bifacialidade. Naquela época, a Isofotón informava que a simetria da célula era de 80% e que poderia proporcionar ganhos de cerca de 50%. O termo simetria hoje é usualmente conhecido como coeficiente de bifacialidade (LORENZO, 2021).

Historicamente, a motivação para módulos FV bifaciais sempre esteve atrelada ao ganho de energia adicional proporcionado pela irradiância solar refletida do entorno (albedo). Já em 1982, Cuevas et al. demonstraram que módulo FV com células bifaciais podia gerar 50% mais potência ao aproveitar a luz do albedo por meio de um refletor de superfície branca. Entretanto, durante muitos anos a tecnologia permaneceu restrita a nichos e projetos experimentais (por exemplo, aplicações isoladas em telecomunicações e eletrificação rural, devido principalmente aos custos elevados dos módulos FV naquela época).

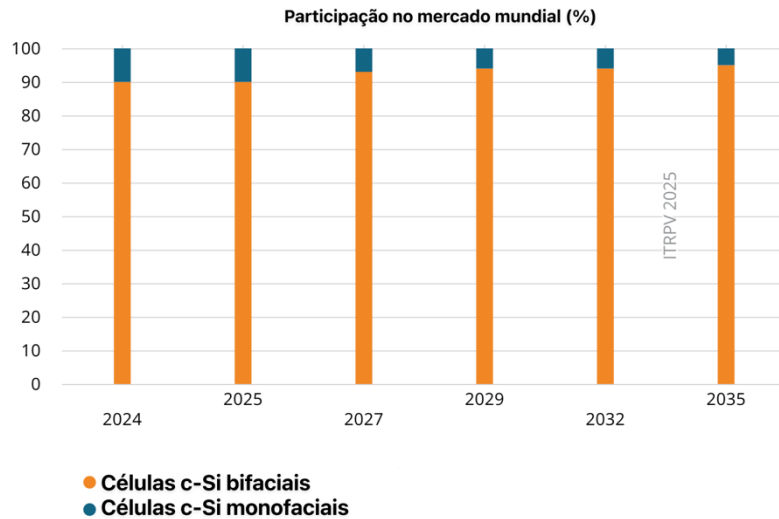
A partir do ano de 2000, os conceitos de células bifaciais de baixo custo foram explorados pelas universidades e institutos de pesquisa, levando fabricantes como Solar Wind, PVGS, Yingli e bSolar a serem os primeiros fabricantes de células solares bifaciais padrão com processos de baixo custo (LIBAL; KOPECEK, 2019).

Apesar dos estudos de projetos de células que foram desenvolvidos nos anos seguintes, a tecnologia fotovoltaica bifacial não se tornou amplamente popular até que as células PERC fossem produzidas em escala industrial (IEA PVPS, 2021).

A Figura 8 mostra a tendência de mercado esperada para células bifaciais de acordo com o *International Technology Roadmap for Photovoltaic*. A expectativa é que

a participação de mercado de 90% em 2025 permaneça estável, com um leve aumento para 95% nos próximos 10 anos (ITRPV, 2025).

Figura 8. Participação no mercado mundial de células monofaciais e bifaciais



Fonte: International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2022.

Dentre os principais parâmetros de um gerador fotovoltaico que estão diretamente relacionados ao aumento da produção de energia pela face posterior do módulo, estão o albedo do local, o distanciamento entre as fileiras de módulos e a altura de instalação do módulo em relação ao chão.

2.4 Albedo

O albedo é definido como a razão entre a irradiância refletida pelo solo e a irradiância global horizontal (IQBAL, 1983). O resultado dessa razão é um valor adimensional que pode variar de 1, em que o solo se comportaria como um plano refletor perfeito, a 0, em que o solo se comportaria como um plano absorvedor perfeito (GUERRERO-PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019).

As medições de albedo são realizadas com albedômetros, que consistem em dois sensores de irradiância horizontais, como piranômetros, um voltado para o céu e outro voltado para o solo. O resultado do albedo é a irradiância medida pelo piranômetro voltado para o solo dividida pela irradiância medida pelo piranômetro voltado para o céu. Os albedômetros são normalmente instalados de um a dois metros acima de superfícies (HUKSEFLUX, 2021).

Figura 9. Albedômetro

Fonte: Hukseflux, 2021.

O albedo varia com a cor e as características das superfícies que refletem a luz na face posterior de um módulo. Superfícies lisas e de cores claras apresentam albedos altos que podem maximizar a produção de energia pela face posterior do módulo.

Observa-se que os solos secos têm um albedo maior do que os solos úmidos, e a vegetação seca tem um albedo maior do que a vegetação verde. A rugosidade da superfície também é um fator, com superfícies mais rugosas tendo albedos mais baixos devido ao aumento do auto sombreamento. Um compilado de valores de albedo para várias superfícies é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1. Albedo para diferentes superfícies

Superfície	Albedo
Gramma	0,15 a 0,26
Neve	0,55 a 0,98
Terra escura	0,08 a 0,13
Terra argilosa	0,16 a 0,23
Areia	0,21 a 0,60
Asfalto novo	0,09

Fonte: Iqbal, 1983.

Apesar de sua simples definição, estimativas precisas dos níveis de albedo envolvem condições de contorno complexas. Isso ocorre porque eles dependem de vários fatores, como as propriedades da superfície do solo e a distribuição espectral e angular da radiação solar que chega ao solo. Esses fatores variam dependendo da composição da atmosfera, da localização geográfica e do tempo visto que essas variações resultam de uma mudança na posição do sol devido à hora do dia, estação e latitude, e se está nublado ou ensolarado.

Como resultado, observam-se variações significativas nos níveis de albedo ao longo do ano devido a variação sazonal da cobertura do solo relacionada ao crescimento da vegetação, posição do sol e fatores atmosféricos.

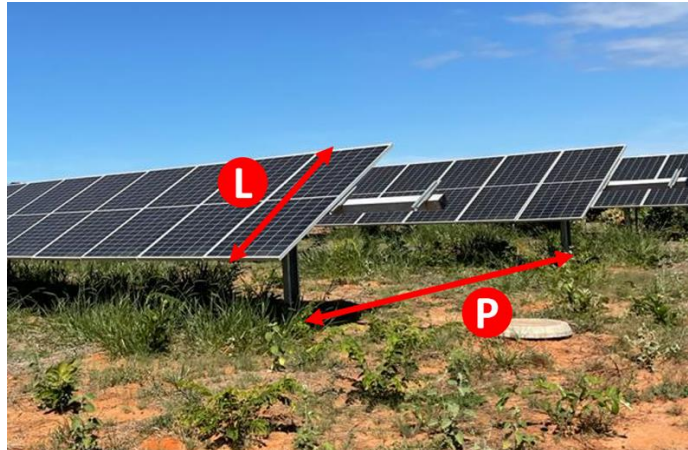
O albedo é o principal fator que afeta a quantidade de radiação solar que a superfície do solo reflete. Como tal, é um fator chave ao avaliar o ganho bifacial, sendo muito importante a capacidade de estimar com precisão a evolução da irradiação do albedo ao longo de um ano para calcular a produção de energia de um projeto fotovoltaico bifacial.

2.5 Taxa de cobertura do solo (GCR)

A distância entre uma fileira de módulos e a fileira seguinte é comumente conhecida como *pitch*. Conforme a Figura 10, o conceito de taxa de cobertura do solo (GCR) está diretamente relacionada à esta distância, sendo definido por:

$$GCR = \frac{\text{comprimento do módulo } FV}{\text{distância entre as fileiras de módulos } FV} = \frac{L}{P} \quad (1)$$

Figura 10. Taxa de cobertura do solo na Usina Solar Três Marias

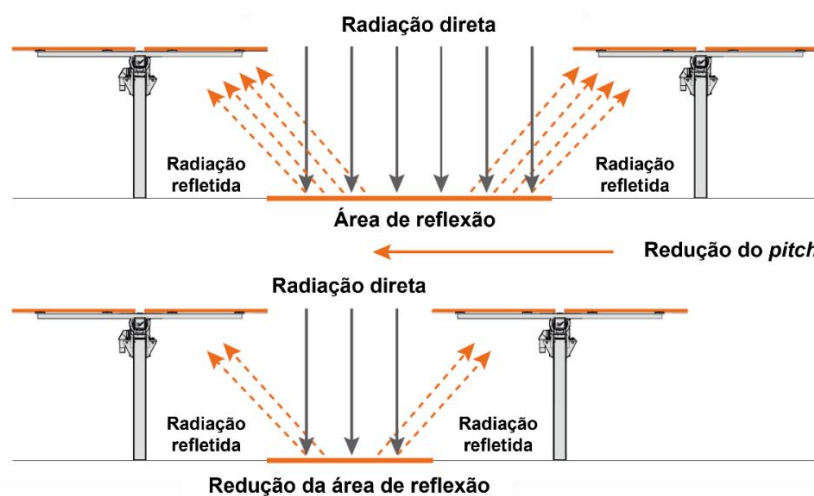


Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Conclui-se que à medida que a taxa de cobertura do solo (GCR) aumenta, o ganho bifacial diminui. Por outro lado, à medida que o GCR diminui, os custos relacionados à aquisição de área de terrenos, cabos e outros componentes podem aumentar.

Observando-se a Figura 11, é possível verificar que ao aumentar a distância (P) entre as fileiras de módulos, também se aumenta a área da superfície que reflete os raios solares na face posterior do módulo, e consequentemente obteremos um maior ganho bifacial (GUERRERO-PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019).

Figura 11. Variação da distância entre as fileiras de módulos

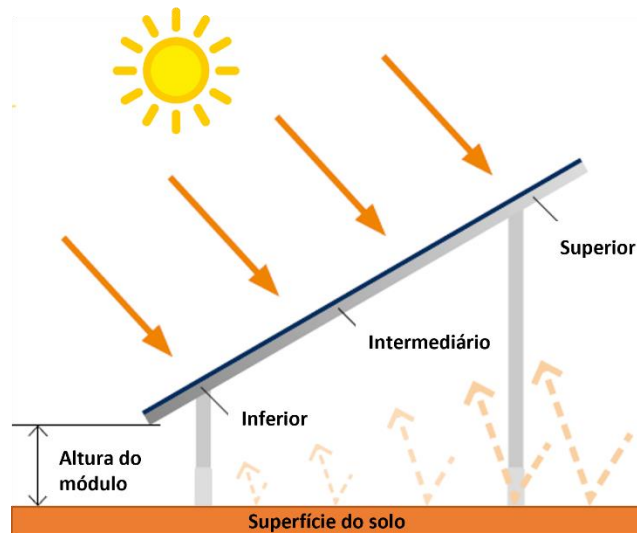


Fonte: Adaptado de GUERRERO-PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019.

2.6 Altura de instalação do módulo em relação ao solo

A altura de instalação do módulo FV em relação ao solo pode influenciar a irradiância em sua face posterior. É importante garantir espaço suficiente entre o módulo e o solo para maior reflectância dos raios solares, resultando em um maior ganho bifacial.

Figura 12. Altura de instalação dos módulos em relação ao solo



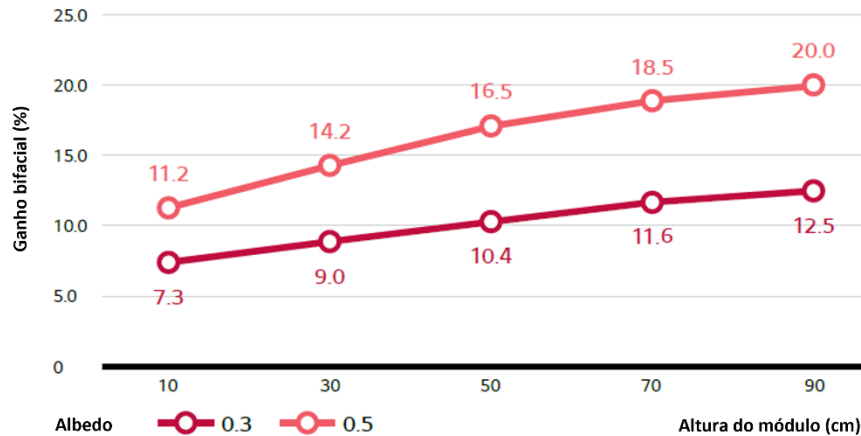
Fonte: Adaptado pelo autor, 2022.

Assim, a altura do módulo também é um dos principais fatores que tem um impacto significativo no ganho bifacial.

A altura do módulo (elevação) é definida como a distância entre a borda inferior do módulo FV e o solo (superfície).

De acordo com práticas do mercado, verifica-se que o valor do ganho bifacial aumenta com a altura do módulo até elevações próximas de 1 metro. No entanto, se a altura do módulo ultrapassar 1 metro o ganho bifacial ficará saturado (Kreinin et al., 2010).

Figura 13. Influência da altura de instalação dos módulos e o ganho bifacial



Fonte: LG, 2017.

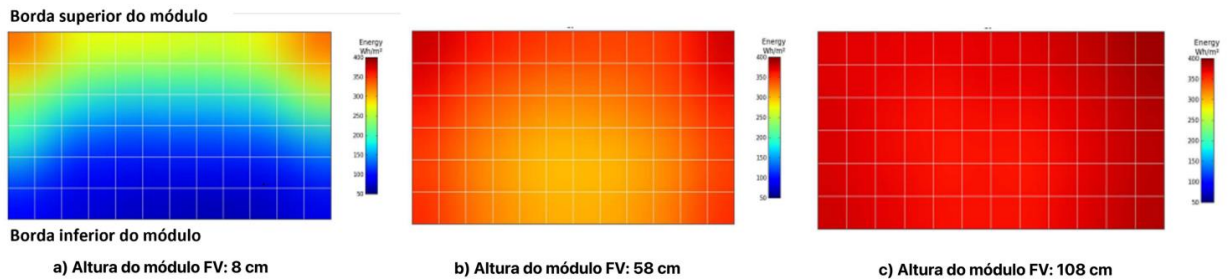
A altura de instalação do módulo FV influencia não apenas o nível de irradiância incidente na face posterior, mas também a uniformidade da irradiância refletida pelo solo. Quando os módulos FV são instalados a uma altura reduzida, ocorre auto-sombreamento, resultando em uma distribuição não homogênea da irradiância na face posterior. Nessas condições, as células localizadas próximas à borda superior tendem a receber maior quantidade de irradiação em comparação com as demais células do módulo FV.

Conforme apresentado por Kreinin et al. (2010), quando a elevação do módulo é de até aproximadamente 10 cm, a faixa de irradiação exposta na face posterior do módulo FV é bem maior, variando de 66 Wh/m² a 328 Wh/m²; ou seja, uma medição mais alta igual a 5 vezes maior que o valor mais baixo verificado.

Para a altura de instalação de 58 cm em relação ao solo, verificou-se a distribuição da irradiação não uniforme na face posterior variando de 360 a 390 Wh/m², uma variação de 10% entre os pontos.

De acordo com a Figura 14, o aumento da altura de instalação do módulo FV promove uma distribuição mais uniforme da irradiação ao longo de toda a superfície do módulo FV. Isso é relevante, pois a uniformidade da irradiância refletida minimiza perdas por incompatibilidade entre as células do módulo e entre os módulos do arranjo fotovoltaico, contribuindo para a maximização da produção de energia elétrica.

Figura 14. Variação da uniformidade da irradiação solar na face posterior variando a altura de instalação dos módulos

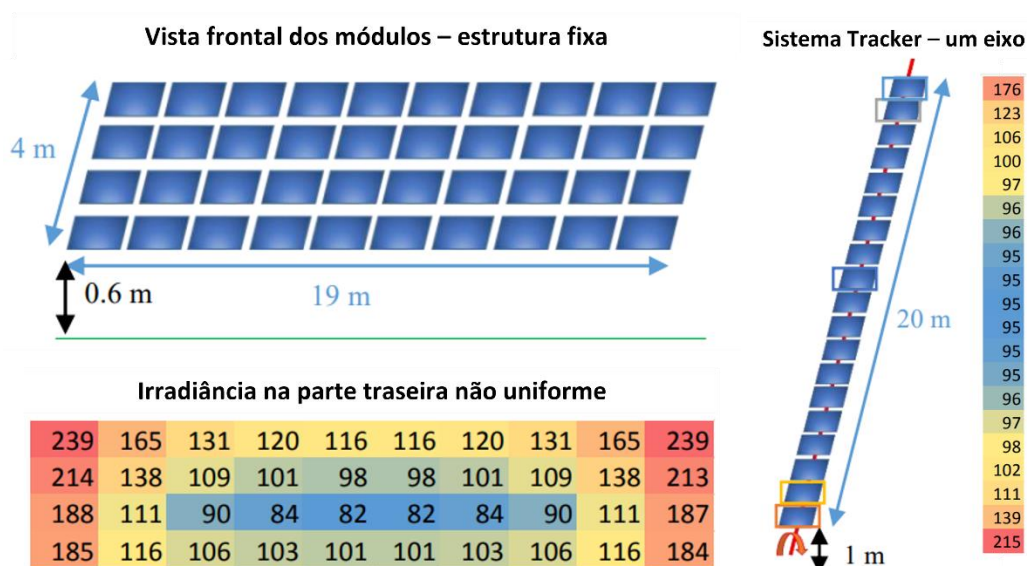


Fonte: Kreinin et al., 2010.

Há também uma diferença de uniformidade de irradiância por localização do módulo em uma série fotovoltaica, independentemente de ser uma configuração com estrutura de inclinação fixa ou estrutura possuindo rastreador de eixo único (*tracker*).

Na Figura 15 observa-se uma instalação fixa com quatro fileiras de dez módulos bifaciais de 72 células instalados na posição horizontal (paisagem) a uma altura de 0,6 metros do solo.

Figura 15. Distribuição não uniforme da irradiância solar na face posterior em uma string com estrutura fixa (à esquerda) e uma string com estrutura *tracker* (à direita)



Fonte: Lindsay et al., 2016.

O ganho bifacial de um arranjo fotovoltaico é limitado pelo desempenho do módulo FV que recebe a menor irradiância. Portanto, compreender a distribuição da irradiância na face posterior do arranjo é fundamental para otimizar a conexão dos

cabos em série, minimizando as perdas por incompatibilidade e, conseqüentemente, melhorando o desempenho global de todo o sistema.

2.7 Deposição de sujidade de usinas bifaciais verticais

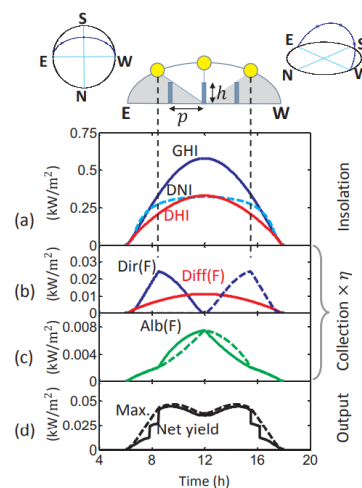
De acordo com Kazmerski et al. (2014), após 7 décadas de observações, publicações, testes e medições em módulos FV, pode ser afirmado que o acúmulo de sujidade na superfície do módulo FV reduz o seu desempenho.

A redução da energia elétrica produzida pelo acúmulo de poeira na superfície do módulo fotovoltaico é um problema importante que deve receber mais atenção na literatura (Klugmann-Radziemska, 2015). A deposição de sujidade sobre os módulos FV atua como uma barreira à radiação solar, reduzindo a irradiância incidente nas células e, conseqüentemente, diminuindo a eficiência de conversão de energia. A deposição de poeira está intimamente relacionada com o ângulo de inclinação do módulo (Garcia et al., 2011), o período de exposição, as condições climáticas do local, o movimento do vento e as propriedades da poeira.

Estimar a perda de desempenho destes dispositivos devido à sujidade é difícil em razão das variações nos tipos de solo (El-Shobokshy e Hussein, 1993), das localizações geográficas e das condições climáticas (Mani e Pillai, 2010).

Uma solução que vem sendo estudada por pesquisadores para mitigar os efeitos da deposição de sujidade sobre a superfícies dos módulos FV, é a instalação dos módulos FV na posição vertical, com orientação ao longo do eixo Leste-Oeste.

Figura 16. Variação da irradiação solar na face posterior do módulo FV



Fonte: Khan et al., 2017.

Na Figura 16, Khan et al. (2017) avaliaram a geometria de uma fazenda solar com o gerador fotovoltaico instalado na vertical e apresentaram uma perspectiva global sobre a performance anual dessas instalações, enfatizando o espaçamento prático adequado entre as fileiras de módulos e o impacto do sombreamento e radiação não uniforme.

2.8 Estudos de Caso no Brasil e no Exterior

A literatura reporta diversos estudos de caso que ilustram o desempenho de módulos FV bifaciais em condições reais, tanto no exterior quanto no Brasil, fornecendo referências úteis para o presente estudo. No cenário internacional, projetos pioneiros e instalações em climas extremos demonstram os alcances da tecnologia bifacial. Um caso notável foi documentado por Eguren et al. (2022) em Madri, ao recuperar os módulos bifaciais dos anos 1980 da Isofotón. Dos 59 módulos FV instalados há aproximadamente 20 anos, 56 foram remontados totalizando a potência de 3,79 kW conectada à rede. Após um ano de monitoramento, constatou-se um PR anual de 81% (referente à irradiância total frontal+posterior), confirmando que mesmo módulos FV antigos mantiveram um desempenho satisfatório. Esse experimento serve como prova de conceito da longevidade dos módulos bifaciais e de sua viabilidade em *retrofit* de usinas. Eguren et al. (2022) ilustram outro exemplo internacional de usinas FV bifaciais em regiões de alta irradiância como desertos. Estudos no Deserto do Atacama (Chile) comparando tecnologia bifacial com monofacial sob irradiâncias intensas mostraram ganhos relevantes para tecnologia bifacial, indicando que em locais de alto recurso solar e terreno claro o investimento em módulos FV bifaciais traz retorno em maior energia produzida, especialmente nas horas de maior irradiância solar em que a irradiância refletida também é significativa.

Adicionalmente, configurações inovadoras vêm sendo testadas: usinas bifaciais verticais na Europa, como citado anteriormente, buscam alinhar a produção ao perfil de demanda (manhã e tarde) e têm obtido sucesso em aumentar o fator de capacidade no inverno, embora com desafios de integração mecânica. Esses casos internacionais fornecem parâmetros de desempenho em cenários-limite, úteis para alinhar expectativas, como por exemplo, indicando que ganhos bifaciais superiores a 20% exigem condições especiais (alto albedo ou orientação vertical).

No Brasil, os estudos de caso têm se multiplicado nos últimos anos, acompanhando a difusão da tecnologia. Rüther e colaboradores na UFSC, em particular, conduziram diversas análises práticas. Pas et al. (2022) apresentaram resultados de um sistema experimental de 1 kWp com módulos bifaciais instalado em Florianópolis, Santa Catarina, fixado sobre uma estrutura de alumínio inovadora otimizada para fácil instala  o e menor sombreamento do solo (EcoGround), como ilustrado na Figura 17.

Figura 17. Sistema EcoGround



Fonte: Pas et al., 2022.

Durante um ano de opera  o, o sistema exibiu desempenho excelente para o clima local, com PR médio de 90,9% e produtividade anual de 1.358,6 kWh/kWp. Esses valores são comparáveis aos de sistemas FV monofaciais bem projetados, mas obtidos aqui já levando em conta o ganho bifacial, ou seja, confirmam que o acréscimo de produ  o pela face posterior (estimado em torno de 10-15% naquele local) se refletiu em alta produtividade. Além disso, a boa correla  o entre simula  o (*PVsyst*) e medi  o nesse caso demonstrou que as ferramentas de modelagem conseguem representar adequadamente o comportamento bifacial em campo.

Outro exemplo    o estudo desenvolvido em Florianópolis/SC, conduzido por De Bona et al. (2022). Nesse trabalho, comparou-se diretamente a produtividade de dois arranjos fotovoltaicos de 2 kW instalados em um rastreador solar de um eixo: um composto por módulos FV bifaciais de silício multicristalino e outro por módulos FV de CdTe (telureto de cádmio) de última gera  o, ambos com 8 módulos FV cada, como pode se observar na Figura 18 (DE BONA et al., 2022).

Figura 18. Rastreador solar de um eixo composto por módulos FV bifaciais de silício multicristalino e CdTe



Fonte: De Bona et al., 2022.

Após 12 meses de monitoramento (maio/2020 a abril/2021), verificou-se que o sistema bifacial produziu 3,4% mais energia no acumulado anual do que o sistema de CdTe. Importante destacar que o solo sob os módulos era de grama curta, ou seja, um cenário de albedo não otimizado para módulos FV bifaciais. Mesmo assim, a tecnologia bifacial superou o CdTe em todos os meses, indicando que traz benefício real mesmo em condições medianas de reflectância (DE BONA et al., 2022).

Outro estudo de caso relevante foi desenvolvido por DIAS et al. (2025), que além de analisar três tipos de solo sob módulos bifaciais, também reportou métricas de desempenho do sistema bifacial no contexto real. Em termos de energia produzida, o arranjo bifacial de 6,36 kWp produziu, ao longo de um ano, mais energia que o arranjo monofacial de 5,52 kWp em todos os meses e para todos os solos considerados. Quando normalizados por potência (kWh/kWp), os resultados indicam que o sistema bifacial obteve um *yield* final anual cerca de 5–8% superior ao monofacial, variando conforme o solo. O *Performance Ratio* médio do sistema bifacial ficou entre 72% e 74%, levemente inferior ao do monofacial (74–77%), o que os autores atribuem em parte às perdas óticas adicionais no vidro posterior e a um possível desbalanceamento de MPPT em alguns momentos. Ainda assim, o PR bifacial permaneceu dentro da faixa esperada para sistemas bem projetados. Esse caso de Araranguá é ilustrativo especialmente por abranger condições de solo mais refletivo (areia clara) e menos refletivo (brita escura), permitindo inferir ganhos potenciais em diferentes cenários.

Em outro estudo, Silva et al. (2024) analisaram uma usina bifacial piloto, também localizada em Florianópolis, comparando *strings* de módulos sobre solos de diferentes colorações. Esse estudo de caso evidenciou a importância de considerar o albedo no cálculo de desempenho e originou o método de PR bifacial discutido, mostrando na prática que dois sistemas bifaciais idênticos podem apresentar diferenças aparentes de performance simplesmente por estarem sobre superfícies diferentes. Ainda no Brasil, há iniciativas de avaliar módulos FV bifaciais em distintas regiões: por exemplo, projetos de P&D têm instalado módulos FV bifaciais em locais como o semiárido nordestino e o Sudeste (São Paulo e Minas Gerais) para medir o ganho real obtido em cada ambiente. Esses estudos de campo são cruciais para construir um banco de dados nacional de desempenho bifacial, pois fatores como a reflectância do solo brasileiro (muitas vezes terra avermelhada ou vegetação) e a alta componente difusa em algumas regiões tropicais podem fazer o ganho bifacial observado divergir de padrões de outras latitudes.

No contexto específico de Minas Gerais, embora a literatura forneça poucos relatos diretos até o momento, é possível extrapolar conhecimento dos casos mencionados. Minas Gerais possui regiões de alta irradiância anual (em especial destaca-se o norte do estado, próximo ao cerrado e caatinga) e outras de clima mais ameno e úmido (sul de Minas, zona da mata). O albedo do solo varia conforme a cobertura, desde coberturas de vegetação e solo vermelho até áreas urbanas com concreto ou mesmo eventuais superfícies claras nas minerações. Com base nos estudos existentes, espera-se que em locais de Minas Gerais com solo de albedo naturalmente baixo, o ganho bifacial fique na faixa inferior (5–10%), ao passo que em ambientes onde se possa clarear o entorno (por exemplo, usar brita clara ou lonas brancas reflexivas próximo aos módulos FV) o ganho poderá se alcançar até 15%.

No contexto brasileiro, vale mencionar também estudos de caso internacionais que espelham climas encontrados no Brasil. Por exemplo, o trabalho de AYADI et al. (2021) no Qatar (clima desértico) mostrou que módulos FV bifaciais PERC superaram módulos mono PERC e policristalinos com ganhos de aproximadamente 10-13%, alinhados com o que seria esperado num sertão semiárido brasileiro com solo claro (AYADI et al., 2021). Já SEO et al. (2019) investigaram módulos FV bifaciais que compõem um sistema FV de 1,8 kW em diferentes coberturas de solo (cascalho, grama artificial e tecido branco) na Ásia, encontrando ganhos bifaciais de aproximadamente 5% no cascalho, 11% na grama artificial e 21% no tecido branco,

resultados que poderiam ser análogos a situações no sudeste brasileiro (cascalho escuro), região Sul (gramados) ou aplicações específicas com mantas refletivas.

Projetos internacionais em latitudes semelhantes sugerem ganhos médios próximos a 10% sem otimização especial (GARROD; GHOSH, 2023), valor que pode servir de referência inicial. Porém, uma das lacunas identificada é justamente a escassez de dados publicados de desempenho bifacial em Minas Gerais, lacuna que o presente trabalho pretende suprir. Em resumo, os estudos de caso, tanto no Brasil quanto no exterior, confirmam que a tecnologia bifacial pode entregar ganhos significativos de energia, embora variáveis estejam presentes. Eles também mostram que metodologias de análise e projeção vêm sendo refinadas para incluir fatores específicos (como albedo e bifacialidade). Para a pesquisa em questão, que foca em Minas Gerais, as lições dessas experiências são valiosas: indicam as ordens de grandeza de ganhos possíveis, alertam para desafios (manutenção do albedo, possíveis perdas adicionais, questões térmicas e mecânicas), e fornecem métodos já testados para medir e simular o desempenho bifacial. Assim, a revisão bibliográfica consolida os conhecimentos existentes e reforça a importância e atualidade do tema, embasando as próximas etapas da tese na busca de compreender em detalhe a influência do albedo no desempenho de módulos FV bifaciais em diferentes locais de Minas Gerais.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Com o objetivo de aumentar a produção de energia nas usinas fotovoltaicas, diversos fabricantes mundiais passaram a oferecer módulos FV capazes de converter a radiação incidente tanto na face frontal quanto na face posterior. Existe uma certa quantidade de radiação difusa e refletida do solo que pode ser aproveitada pela face posterior do módulo FV, desde que ele esteja preparado para produzir energia com o lado posterior.

Segundo fabricantes, os módulos FV bifaciais podem aumentar a produção de energia em até 30% em comparação aos módulos FV monofaciais (SUN et al., 2017). Entretanto esse aumento depende do modo de instalação (altura do solo, ângulo de inclinação) e do tipo de solo (IEA, 2021). Um solo pouco reflexivo vai proporcionar pouco rendimento adicional. Um solo que reflete muita luz poderá oferecer um aumento expressivo na produção de usinas solares com módulos bifaciais.

Módulos FV bifaciais são mais adequados para aplicações em usinas solares de solo. Em instalações sobre telhados, a proximidade da face posterior do módulo FV em relação à superfície do telhado limita significativamente a incidência de radiação refletida, dificultando ou até mesmo impossibilitando o aproveitamento do ganho bifacial. Nessa condição, o desempenho de um módulo FV bifacial torna-se semelhante ao de um módulo FV monofacial. No entanto, os fabricantes indicam nas fichas técnicas dos módulos FV bifaciais uma taxa de degradação mais baixa ao longo dos anos de operação. Logo, a tecnologia bifacial tende a ser considerada em instalações sobre telhados quando seu custo se aproxima ao dos módulos FV monofaciais.

3.1 Radiação Solar

A produção de energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico consiste na conversão da energia solar em energia elétrica.

O Sol é uma esfera de matéria gasosa que possui um diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m e pode ser considerado um reator em fusão contínua, onde os gases são retidos por atração gravitacional.

A energia solar é produzida no interior do Sol a temperaturas de milhões de graus celsius e é transferida para a superfície e depois irradiada para o espaço. A produção desta energia ocorre por meio de reações de fusão nuclear.

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar, como intensidade e distribuição espectral e angular, são afetadas devido aos efeitos de absorção e espalhamento no contato com a atmosfera.

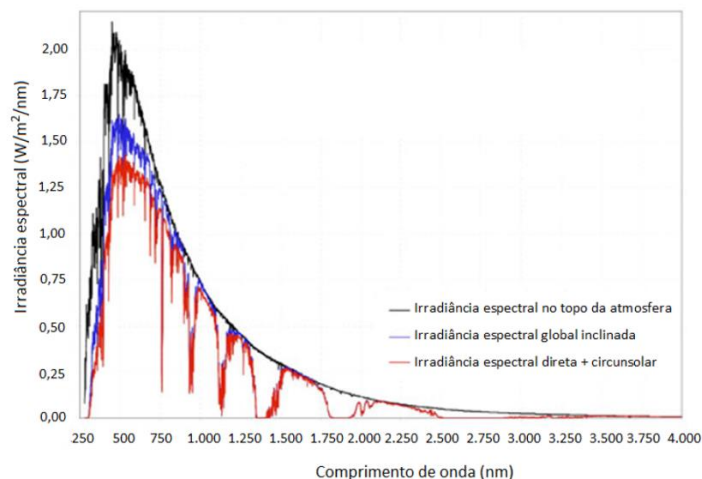
Essas modificações estão diretamente relacionadas à espessura da camada atmosférica, que é identificada por um coeficiente conhecido como Massa de Ar, que relaciona o ângulo zenital do Sol.

Sendo assim, interpreta-se a massa de ar pelo caminho óptico que a radiação solar percorre até atingir a superfície terrestre. Por exemplo denomina-se de AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, quando o ângulo zenital é igual a 0° .

Na Figura 19, são apresentados os espectros da irradiância solar em três diferentes condições: AM 0, AM1,3 e AM 1,5.

Parte da radiação solar ao atravessar a atmosfera é absorvida pelo ozônio (O_3) em uma banda na faixa do ultravioleta em comprimentos de onda inferiores a 300 nm. Já o vapor de água e o dióxido de carbono (CO_2) absorvem bandas na faixa do infravermelho, em comprimentos de onda superiores a 1000 nm. Outra parte da radiação incidente na atmosfera, interage com a mesma e é espalhada em todas as direções, caracterizando a radiação difusa.

Figura 19. Distribuição espectral da irradiância espectral para as condições AM0 (no topo da atmosfera), AM1,3 (global inclinada), AM1,5 (direta e circumsolar)



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Segundo Duffie e Beckman (2013), a radiação solar total (G) é a soma de duas componentes. A primeira delas é a radiação solar direta (G_b) que consiste na parcela da radiação solar que não sofreu dispersão na atmosfera. A segunda componente é a radiação solar difusa (G_d), parcela da radiação solar que sofre o efeito de espalhamento e tem a direção alterada ao entrar em contato com as nuvens e partículas de sujeira existentes na atmosfera. Deste modo, tem-se que:

$$G = G_b + G_d \quad (2)$$

Ainda segundo Duffie e Beckman (2013), o ângulo do pôr do sol (ω_s) é dado por:

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg}\phi\operatorname{tg}\delta) \quad (3)$$

Em que (ϕ) é a latitude geográfica do local de instalação e (δ) é a declinação solar que referencia a posição angular do sol, ao meio-dia, em relação ao plano do equador e é dada pela equação:

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen} \left[\frac{360^\circ}{365} (n + 284) \right] \quad (4)$$

Onde n se refere ao dia sequencial do ano, variando de 1 a 365.

A radiação extraterrestre independe do horário ou localidade, entretanto, uma superfície absorvedora, em um determinado horário e local fixo na Terra, irá receber quantidades de energia diferentes, de acordo com a posição do Sol no céu.

3.2 Efeito fotovoltaico e célula solar

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que consiste na conversão da energia solar em energia elétrica.

A descrição deste fenômeno só foi possível a partir do desenvolvimento da teoria da mecânica quântica, que afirma que qualquer tipo de radiação eletromagnética possui partículas (fótons) que carregam uma quantidade de energia (pacotes de energia).

Nos dispositivos de conversão fotovoltaica são utilizados materiais semicondutores, que são capazes de absorver a radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, formando pares de portadores de carga (elétrons e lacuna).

Todos os átomos possuem uma banda de valência, que é a camada com mais baixo nível de energia que é ocupada por elétrons capazes de realizar ligações químicas com elétrons de outros átomos. Caso um fóton consiga estimular os elétrons presentes na banda de valência, estes podem adquirir energia suficiente para saltar para a banda de condução. Nesse processo, fica na banda de valência uma lacuna, portanto, sendo formado o par elétron-lacuna.

A energia necessária para fazer os elétrons mudarem da banda de valência para a de condução é no mínimo equivalente a banda proibida, também chamada de *bandgap* (E_G) e varia para cada tipo de material. Os materiais isolantes possuem uma banda proibida muito larga, maior que 6 eV, enquanto os semicondutores possuem uma banda proibida intermediária.

Para que um dispositivo produza energia elétrica é necessário que os elétrons circulem de forma que seja possível extraí-los do semicondutor, passando para um circuito elétrico externo, evitando assim que os mesmos retornem para o átomo. A extração dessas cargas é possibilitada por uma junção criada nos semicondutores, cuja função é gerar um campo elétrico no interior do material. Esse campo elétrico é responsável por separar as cargas negativas das cargas positivas.

Para se criar a junção, é realizado um processo de dopagem do semicondutor intrínseco. As impurezas utilizadas para o silício (coluna 4A) são geralmente o boro (coluna 3A) ou fósforo (coluna 5A). A adição de boro (elemento trivalente), cria o semicondutor tipo-p, provocando o aparecimento de portadores de cargas positivas (lacunas) e a adição de fósforo (elemento pentavalente) provoca o aparecimento de portadores de cargas negativas (elétrons livres), criando o semicondutor tipo-n.

A junção p-n é formada ao se unir um semicondutor do tipo-p a um semicondutor do tipo-n. Com essa união, os elétrons presentes no semicondutor tipo-n (com alta concentração de elétrons) tendem a migrar para o semicondutor tipo-p (com alta concentração de lacunas), atravessando a região de depleção da junção.

Na junção, quando um elétron migra do semicondutor tipo-n para o tipo-p, forma-se um íon doador positivo no lado do semicondutor tipo-n. Simultaneamente,

no lado do semiconductor tipo-p, forma-se um íon aceitador negativo, uma vez que esse lado recebe os elétrons.

Devido à difusão de elétrons e lacunas, que se contrapõe à movimentação original das cargas, forma-se na junção p-n um campo elétrico responsável por criar uma barreira de potencial na região de transição entre as camadas, conhecida como região de depleção.

Quando o semiconductor é exposto à radiação, ocorre a ruptura dessa estabilidade. Um fóton pode atravessar o semiconductor tipo-n e a região de depleção, quebrando uma ligação covalente no semiconductor tipo-p e liberando um elétron que absorve a energia do fóton.

O campo elétrico presente na junção p-n separa o par gerado, direcionando o elétron para a região tipo-n, enquanto a lacuna permanece na região tipo-p. À medida que mais fótons incidem sobre o semiconductor, mais pares elétron-lacuna são gerados e separados por esse campo elétrico.

Ao conectar terminais metálicos em ambos os lados da junção, se verifica a corrente elétrica, comumente chamada de fotocorrente, que existirá enquanto o semiconductor estiver exposto a radiação solar.

Portanto, uma célula fotovoltaica clássica de silício cristalino é formada por uma camada absorvedora (semiconductor tipo-p), uma camada coletora (semiconductor tipo-n) e contatos metálicos (frontal e posterior), conforme pode ser visto na Figura 20.

Figura 20. Processo de conversão fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

3.3 Parâmetros elétricos das células solares

Os parâmetros elétricos mais importantes de um módulo FV são a corrente, tensão e potência nominal. É possível representar uma célula fotovoltaica por meio de seus parâmetros elétricos de saída, tensão e corrente, em função de fatores que influenciam na entrada, como o nível de irradiância e a temperatura da célula.

Quando um módulo FV opera em sua potência máxima (P_{MAX}), são obtidas a corrente no ponto de máxima potência (I_{MP}) e a tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}). Os outros fatores relevantes para caracterização elétrica de uma célula solar são a corrente de curto-circuito (I_{SC}), que é obtida quando os terminais do módulo estão no mesmo nível de referência, ou seja, curto circuitado, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}), encontrada quando o módulo não se encontra conectado a nenhuma carga, ou seja, quando não há circulação de corrente no circuito.

Outra característica fundamental para a caracterização do módulo fotovoltaico é o fator de forma (FF – *fill factor*), que juntamente com a I_{SC} e a V_{OC} determinam a máxima potência do módulo.

Segundo Lorenzo (2000), a corrente fornecida a uma carga por um diodo semicondutor iluminado é o resultado líquido de dois componentes de corrente internas opostas.

$$I = I_L - I_D \quad (5)$$

Onde, I_L se refere à fotocorrente gerada e I_D se refere à corrente de diodo oriunda da recombinação de portadores.

A corrente que flui através de um diodo, em função da tensão é dada por:

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (6)$$

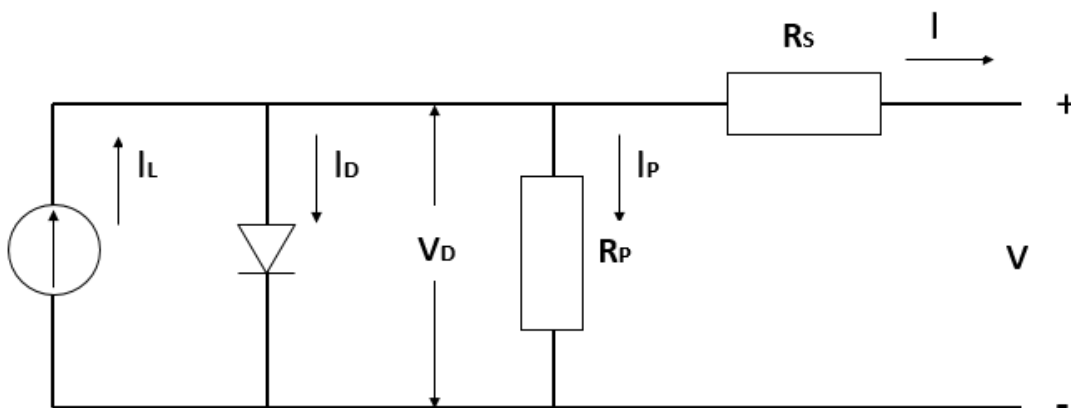
Onde I_0 se refere a corrente de saturação reversa do diodo no escuro, e é a carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C), V é a tensão aplicada aos terminais do diodo, m é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K) e T é a temperatura de operação da célula fotovoltaica.

Substituindo a Equação (6) na Equação (5), temos que:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (7)$$

A equação (7) descreve analiticamente o comportamento de uma célula solar. A Figura 21 descreve este mesmo comportamento em termos de elementos de circuito, o que é muito útil quando se estuda o comportamento de muitas células interconectadas em série e paralelo, como ocorre em um módulo fotovoltaico.

Figura 21. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



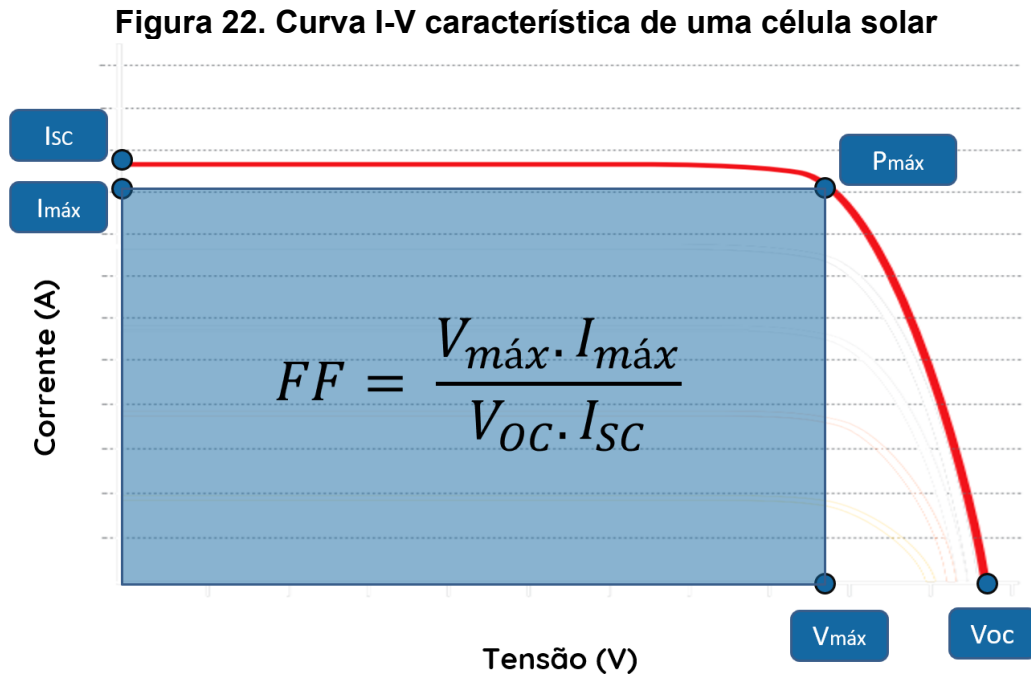
Fonte: Adaptado de Lorenzo, 2000.

A curva I-V característica representada pela equação (7) é exibida na Figura 22. Ainda segundo Lorenzo (2000), se o dispositivo se mantém em circuito aberto ($I = 0$), este se auto polarizará com uma certa tensão, que é a maior que pode suportar na região de geração. Esta se trata da tensão de circuito aberto (V_{OC}) e seu valor é tal que a fotocorrente é compensada totalmente pela corrente de polarização, ou seja, $I_L = I_D(V_{OC})$. Deste modo, a Equação (7) resulta em:

$$V_{OC} = m \frac{kT}{e} \ln \left[\frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (8)$$

A partir da Equação (8) é possível concluir que o V_{OC} aumenta com o logaritmo de I_L , logo, com o logaritmo da irradiância solar. Sob outra perspectiva, V_{OC} decresce com a temperatura, uma vez que o termo mkT/e é compensado pela variação

exponencial de I_0 com a temperatura. Deste modo, a tensão de circuito aberto diminui com a temperatura.



Conforme se pode observar na Figura 22, o maior valor de corrente para a curva é obtido em condições de curto-circuito, ou seja, $V=0$:

$$I_{SC} = I(V = 0) = I_L \quad (9)$$

De maneira alternativa, por meio da definição dos parâmetros de operação anteriores, pode-se descrever a curva característica da célula como:

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp\left(-\frac{e(V_{OC} - V)}{mkT}\right) \right] \quad (10)$$

A Equação (10) é ideal para ser utilizada na condição de circuito aberto, entretanto, sua validade para toda faixa da curva é questionável, uma vez que os parâmetros m e I_0 da Equação (7) variam com o ponto de trabalho.

Conforme Figura 22, a região da curva compreendida entre I_{SC} e V_{OC} correspondem ao funcionamento da célula como gerador de energia.

Uma vez que se conecta a célula solar a uma carga resistiva, a potência fornecida à resistência é dada por $P=V.I$, e para que a potência fornecida seja máxima existirá o ponto (I_{MP}, V_{MP}) , que são as coordenadas do ponto de potência máxima.

Os valores de I_{MP} e V_{MP} podem ser obtidos pela condição de máximo:

$$\left[\frac{dI}{dV} \right]_{MP} = -\frac{I_{MP}}{V_{MP}} \quad (11)$$

A Equação (11) representa a condição geral de máximo. Aplicando a Equação (7) nesta equação, temos:

$$I_M = \frac{I_L + I_0}{1 + \frac{mkt}{eV_{MP}}} \quad (12)$$

Além disto, aplicando a Equação (7) para condição de máxima potência, encontra-se:

$$I_{MP} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV_{MP}}{mkt}\right) - 1 \right] \quad (13)$$

As Equações (12) e (13) formam um sistema que permite encontrar os valores de I_{MP} e V_{MP} . Contudo este sistema não possui uma solução explícita e para resolvê-lo utiliza-se a seguinte solução analítica:

$$\frac{I_{MP}}{I_L} = 1 - a^{-b} \quad (14)$$

Sendo:

$$a = 1 + \ln \frac{I_L}{I_0} \quad (15)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (16)$$

$$\frac{V_{MP}}{V_{OC}} \approx 1 - \frac{\ln a}{a} \quad (17)$$

O produto $I_{MP} \cdot V_{MP}$ fornece a potência máxima entregue a carga e é representada pela área retangular azul da Figura 22. Este retângulo possui área menor que o retângulo hachurado, que representa o produto $I_{SC} \cdot V_{OC}$.

O fator que relaciona estas duas áreas chama-se fator de forma (FF) e é dado por:

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (18)$$

Quanto maior o valor para o fator de forma, maior a eficiência do dispositivo, entretanto, para todos os casos reais este valor é sempre menor que a unidade.

Utilizando a definição do fator de forma, pode-se encontrar o valor da potência máxima por meio de:

$$P_{MP} = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (19)$$

Lorenzo (2000) afirma que considerando as Equações (13) a (16), e tendo em conta que para as células práticas o valor de a é superior a 20, se pode obter a seguinte equação aproximada para o cálculo de FF:

$$FF = 1 - \frac{\ln a - 1}{a} \quad (20)$$

Esta equação realça a dependência da potência máxima com relação aos parâmetros básicos de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

Ainda segundo Lorenzo (2000), a eficiência de conversão energética de uma célula solar se define como o quociente entre a máxima potência elétrica que se pode entregar a carga e a potência da radiação incidente P_L incidente sobre o dispositivo:

$$\eta = \frac{I_{MP} V_{MP}}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (21)$$

Foram apresentadas até aqui um conjunto de equações que descrevem o comportamento das células solares ideais, em que ocorrem apenas fenômenos de geração e recombinação de portadores.

Na Figura 21, são inseridos elementos que tornam o circuito mais complexo e completo, como é o caso das resistências em série e paralelo, levando assim em consideração as perdas internas.

A resistência em série considera as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor, enquanto a resistência em paralelo é das imperfeições na junção p-n. Ou seja, as resistências em série e paralelo são um problema relacionado ao processo de fabricação da célula. De acordo com o circuito da Figura 21, é desejável que o valor da resistência em paralelo (R_P) seja o mais alto possível, para que a corrente fotogerada seja totalmente transferida para a carga.

Levando em consideração o circuito da Figura 21, a equação da célula é dada por:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{e(V + IR_S)}{mkT} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (22)$$

3.4 Fatores que afetam as características elétricas

Vários fatores afetam as características elétricas de uma célula solar, podendo estes ser de natureza da fabricação da célula, como as resistências em série e paralelo e o coeficiente de absorção do espectro solar, ou fatores ambientais, tais como irradiância e temperatura da célula. Considerando um módulo fotovoltaico em operação no campo, ainda existe o fator ambiental de acúmulo de sujeira sobre a superfície do módulo.

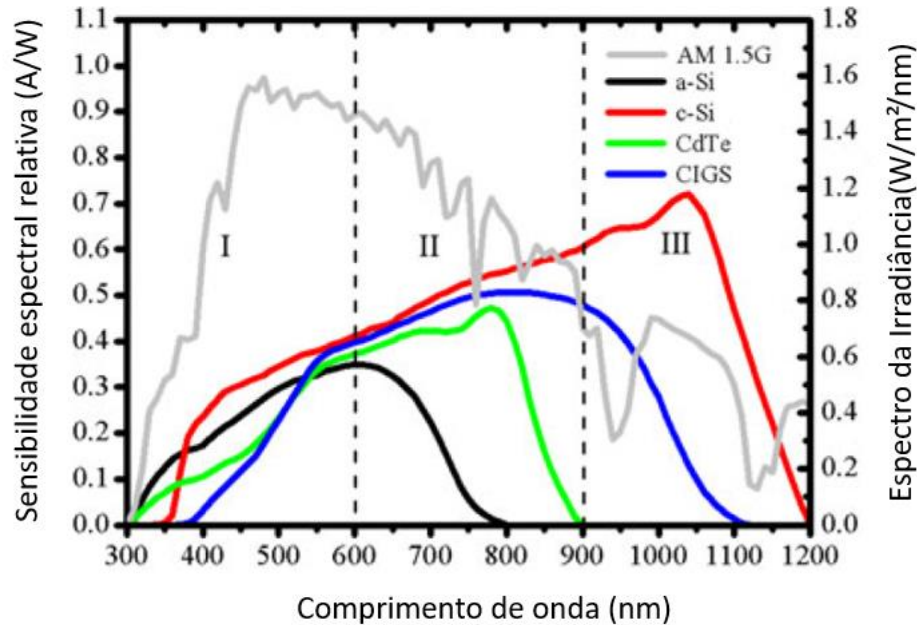
O coeficiente de absorção é uma característica intrínseca do material e está relacionada com o nível de energia necessário para que um fóton absorvido pelo material semicondutor gere um par elétron-lacuna.

A Figura 23 apresenta as variações de sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente para diferentes tecnologias de materiais utilizados em células fotovoltaicas.

Como se pode verificar na Figura 23, as células fotovoltaicas operam apenas com uma faixa do espectro das radiações eletromagnéticas. Para o caso das células

de silício esta faixa corresponde à radiação ultravioleta, luz visível e ao infravermelho próximo do visível.

Figura 23. Resposta espectral em função do comprimento de onda



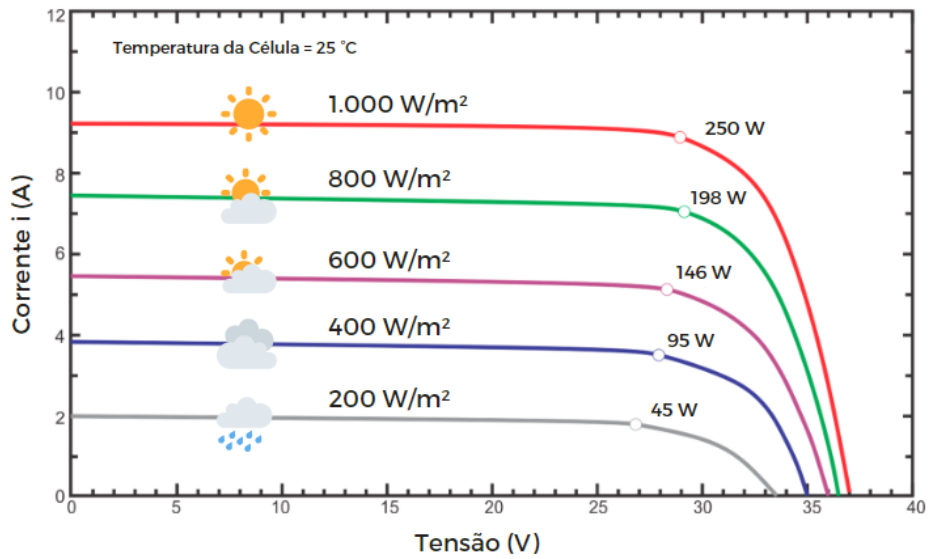
Fonte: Adaptado de Jim J. John et al., 2016.

Analisando a distribuição do espectro da irradiância AM 1.5, verifica-se que os máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e a resposta espectral das células não coincidem, logo conclui-se que nem toda a energia solar incidente é aproveitada.

Além da sensibilidade espectral, os fatores externos que mais impactam nas características elétricas das células são a irradiância e a temperatura da célula.

A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, uma vez que depende da quantidade de fótons capazes de contribuir para o efeito fotovoltaico. A tensão de circuito aberto também é sensível a essa variação, entretanto varia de forma logarítmica, para uma mesma temperatura. Este efeito pode ser verificado na Figura 24.

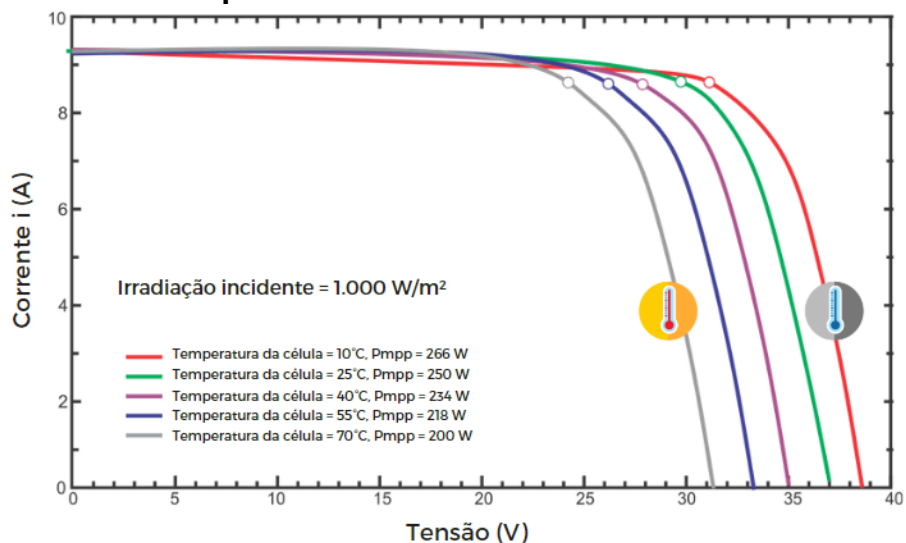
Figura 24. Influência da variação da irradiância sobre o comportamento de um módulo fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

As variações da irradiância incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas. O aumento da irradiância incidente juntamente ou não com o aumento da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula. Este fato reduz a eficiência da célula solar, uma vez que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura. A corrente sofre uma elevação, porém este aumento é irrelevante e não sensibiliza a potência gerada, conforme visto na Figura 25.

Figura 25. Influência da variação da temperatura da célula sobre o comportamento do módulo fotovoltaico



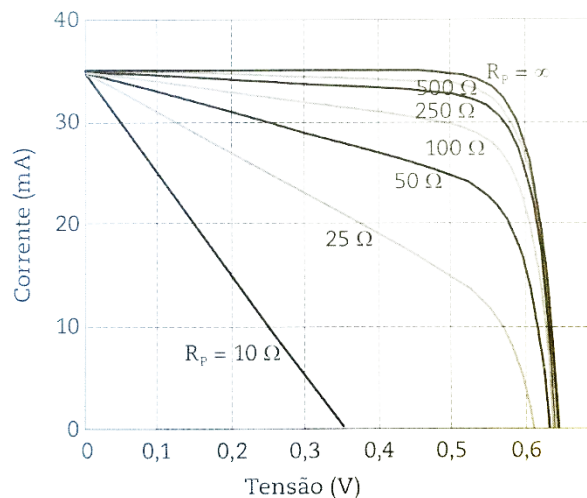
Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

A célula fotovoltaica apresenta os parâmetros de resistência em série (R_S) e resistência em paralelo (R_P), os quais influenciam diretamente seu comportamento elétrico.

A resistência em paralelo está relacionada ao processo de fabricação da célula e segundo Lorenzo (2000), se deve a fugas de corrente ao longo da superfície das arestas da célula, a caminhos de difusão ao longo de deslocamentos ou limites de grãos e a pequenos curto-circuitos metálicos. Segundo Zilles et al. (2012), valores baixos de R_P fazem com que parte da corrente fotogerada circule internamente pelo gerador fotovoltaico, reduzindo a corrente proporcionada pela junção e a tensão das células.

A Figura 26 mostra o comportamento de uma célula fotovoltaica para diversos valores de R_P , sob irradiância e temperaturas constantes.

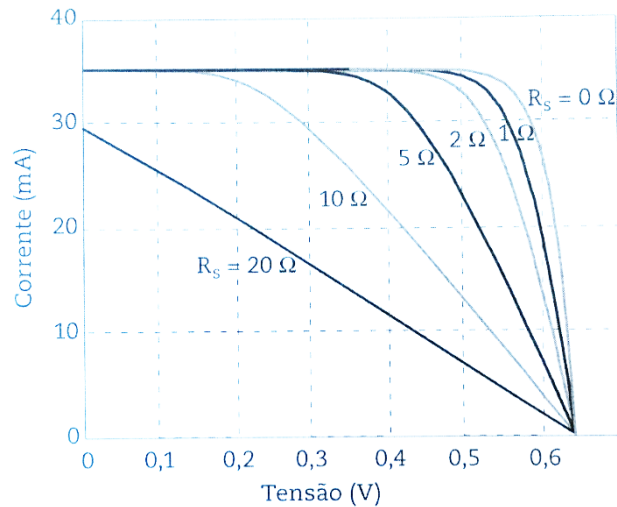
Figura 26. Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica



Fonte: Zilles et al., 2012.

Segundo Zilles et al. (2012) a resistência em série é resultado da própria resistência do semicondutor dopado, da resistência de contato entre o silício e os contatos metálicos, da resistência dos contatos metálicos e da resistência dos conectores. Deseja-se que o valor de R_S seja o menor possível para que não exista limitação da corrente fotogerada pelo aumento da resistência do circuito. A Figura 27 apresenta o comportamento da curva característica I-V de uma célula fotovoltaica para diversos valores de R_S , sob irradiância e temperatura constantes.

Figura 27. Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica



Fonte: Zilles et al., 2012.

Os fatores abordados até então estão relacionados a fatores previsíveis que consistem no processo de fabricação da célula e de seu material e fatores ambientais, como irradiância e temperatura.

3.5 Perdas causadas por deposição de sujidade

Os módulos FV por estarem sujeitos a exposição em ambiente aberto, apresentam variações nos parâmetros elétricos devido a deposição de sujidade sobre a superfície dos módulos, que passam a bloquear a incidência de fótons, o que caracteriza um comportamento de sombreamento sobre o módulo fotovoltaico. A taxa de deposição de sujidade é diretamente proporcional a redução da energia produzida, devido a menor absorção óptica promovida na célula solar. Ainda não existem muitos estudos acerca do impacto da deposição da sujidade na face posterior dos módulos bifaciais, sendo este um dos focos deste trabalho.

3.6 Módulos Fotovoltaicos Bifaciais

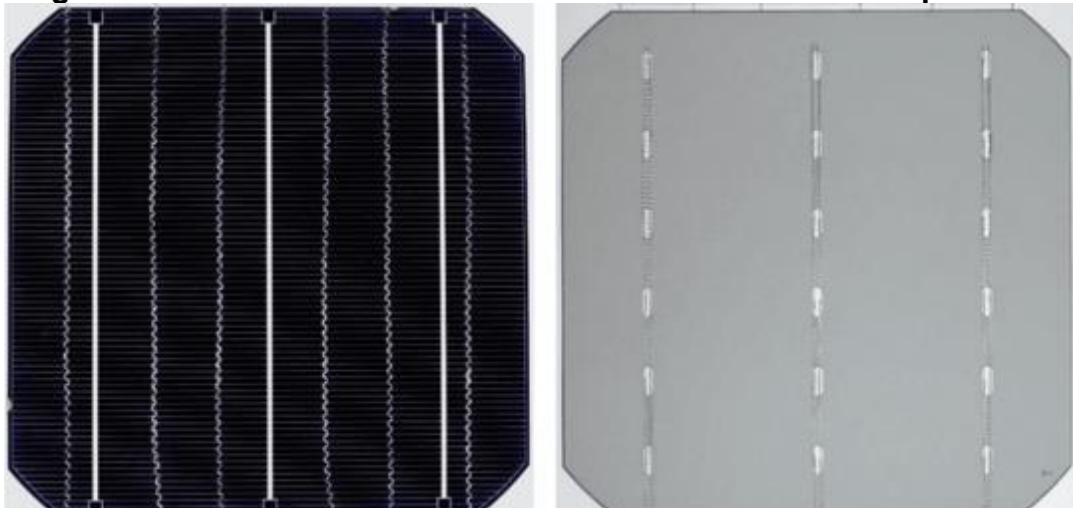
Apesar da tecnologia bifacial de módulos FV existir há quase tanto tempo quanto a monofacial, a sua implementação em larga escala teve início a partir de 2019. Com o crescente investimento dos fabricantes na tecnologia PERC, os desafios técnicos e financeiros da tecnologia bifacial foram gradualmente superados, já que as

células PERC oferecem maior compatibilidade com essa tecnologia a um custo mais acessível.

Os módulos FV bifaciais podem aumentar significativamente seu desempenho quando instalados em aplicações como toldos ou sobre superfícies com altos coeficientes de albedo, como solos preparados com pedras claras ou mesmo aplicações fotovoltaicas integradas a construções com paredes pintadas de branco (coeficientes de albedo de até 0,9).

As células fotovoltaicas de silício monofaciais coletam a irradiação solar apenas em sua face frontal, visto que a face posterior da célula é coberta por uma camada metálica de alumínio que, apesar de reduzir as resistências ôhmicas das células, impede que o silício fique exposto, bloqueando a entrada de raios solares na face posterior.

Figura 28. Célula monocristalina monofacial: face frontal e posterior



Fonte: Villalva, 2019.

Os fabricantes com o objetivo de aumentar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos desenvolveram células solares capazes de receber a irradiação solar em ambas as faces, tanto na frente quanto na face posterior da célula solar, conforme mostra a Figura 29. Isso permite a célula fotovoltaica bifacial absorver a irradiação refletida pelo solo, telhados e outros objetos.

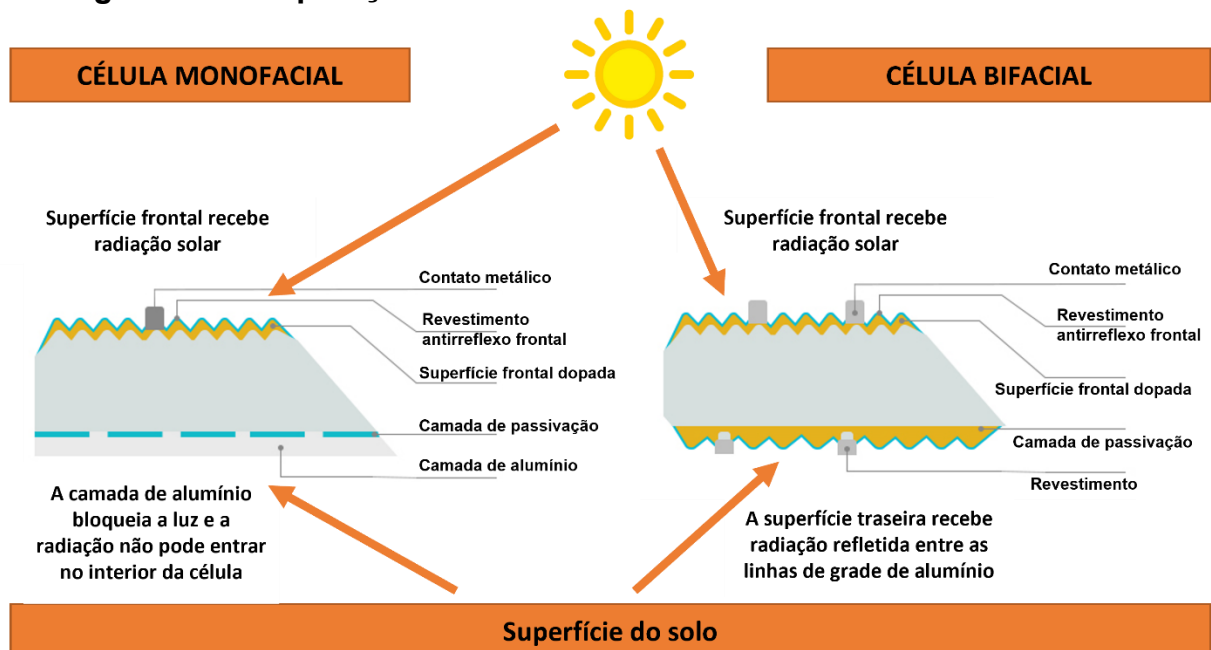
Figura 29. Célula monocristalina bifacial: face frontal e posterior



Fonte: Villalva, 2019.

Os pontos mais importantes a serem considerados na tecnologia bifacial, é o tipo de célula que será empregada e qual o processo será utilizado para tornar a face posterior da célula capaz de receber e absorver a radiação solar, de forma semelhante à face frontal.

Figura 30. Comparação: estruturas das células monofaciais e bifaciais.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Na Figura 30 é apresentada a comparação da estrutura física de uma célula solar monofacial e uma bifacial. Na célula monofacial é possível verificar a presença da camada de alumínio que reflete a radiação incidente na face posterior.

Nas células bifaciais, a face posterior possui uma camada de revestimento antirreflexivo e com linhas de grade de alumínio semelhantes às da face frontal. Essa configuração substitui a metalização utilizada em células monofaciais, permitindo a incidência e absorção da radiação solar pela face posterior e, conseqüentemente, contribuindo para a produção adicional de energia elétrica.

Apesar da alteração na estrutura da célula solar, observa-se que a eficiência de conversão da face posterior permanece inferior à da face frontal. Deste fato, nasce o conceito de bifacialidade, que é definida como a razão entre a eficiência da face posterior e da face frontal. Quanto maior for a eficiência da face posterior, mais próximo de 100% será o fator de bifacialidade da célula.

No cenário atual do mercado fotovoltaico, diferentes tecnologias de células fotovoltaicas apresentam diferentes índices de bifacialidade. As células PERC, que possuem maior presença no mercado bifacial, apresentam uma bifacialidade de aproximadamente 70%, enquanto as tecnologias de alta eficiência de células tipo N, como HJT, TOPCon e n-PERT, podem alcançar valores próximos de 90%.

Considerando-se a construção do módulo fotovoltaico bifacial se vê necessário a substituição da tradicional camada posterior branca polimérica por uma camada transparente, que permita a passagem da irradiação solar refletida. Neste caso, os fabricantes podem optar uma camada polimérica transparente ou pela adoção de uma camada de vidro posterior.

Os módulos FV com a configuração “vidro frontal - vidro posterior” também podem ser fabricados sem moldura, o que elimina o custo da moldura de alumínio e diminui o peso do conjunto. Contudo, o modelo vidro-vidro sem molduras é mais susceptível à efeitos de encurvamento e deformação que podem causar rachaduras nas células e até mesmo a quebra do vidro. Em função disso, a maioria dos módulos FV vidro-vidro disponíveis no mercado é projetada com moldura metálica.

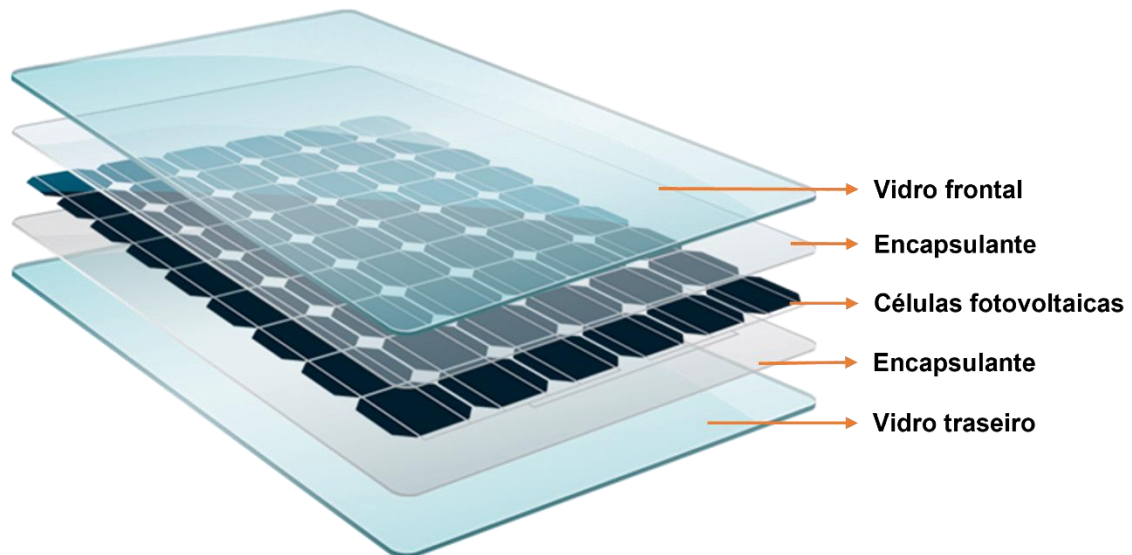
A combinação de fatores como a preocupação com o peso dos módulos, a escassez de vidro no mercado e a diminuição dos preços das folhas poliméricas transparentes, levou alguns fabricantes a optar pela utilização das folhas transparentes posteriores para obterem módulos bifaciais mais leves que resultam em menores custos de transporte, mão de obra e estruturas.

Apesar destes custos superiores, os fabricantes têm optado em sua maioria pela configuração vidro-vidro por conta da excelente confiabilidade e durabilidade do vidro. Esta escolha está relacionada a propriedades físicas do vidro, que possui um

coeficiente de transmitância mais alto que uma camada polimérica e maior resistência à corrosão e abrasão. Uma folha polimérica exposta por longos períodos está mais propensa a apresentar degradação, arranhões e até mesmo rachaduras.

Além disso, observa-se que nos módulos monofaciais ocorrem efeitos de degradação oriundos da penetração de umidade que atravessa a folha polimérica posterior, podendo causar danos às células no longo prazo. Como a umidade não consegue penetrar no vidro, a opção de camada de vidro posterior protege as células e prolonga a vida útil do equipamento.

Figura 31. Estrutura módulo fotovoltaico bifacial.

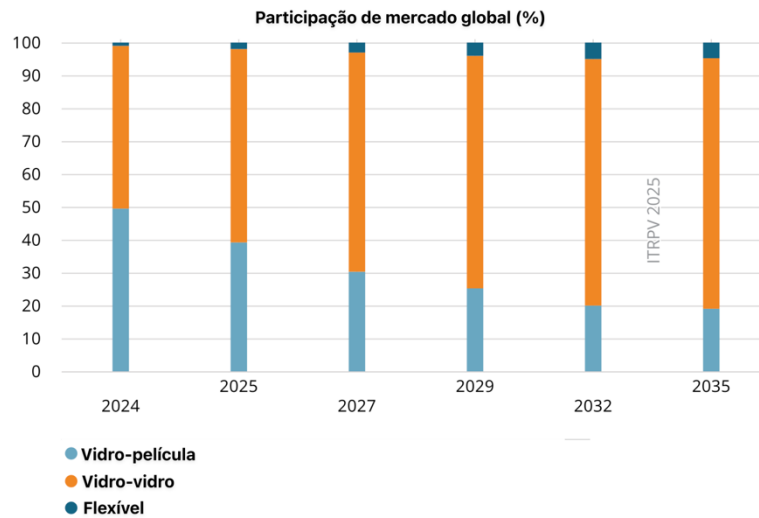


Fonte: Adaptado de HJTPV, 2022.

Do ponto de vista estrutural, os módulos de vidro duplo fornecem uma maior resistência mecânica ao conjunto devido à “configuração sanduíche” que protege as células de ambos os lados, diminuindo o risco de surgimento de microfraturas nas células que podem ser resultado de choques físicos e vibrações presentes durante o processo de transporte e instalação.

De acordo com *International Technology Roadmap for Photovoltaic*, o vidro se tornará o material de revestimento posterior dominante nos próximos anos, como mostrado na Figura 32. A combinação de vidro frontal com película como material de revestimento posterior reduzirá sua participação de mercado para menos de 20% nos próximos 10 anos.

Figura 32. Participação no mercado mundial de módulos vidro-vidro e vidro-película



Fonte: International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2025.

3.7 Conceitos da Tecnologia Bifacial

A energia produzida por um módulo fotovoltaico bifacial é determinada pela soma da energia produzida pela face frontal e pela face posterior do módulo.

$$E_{bifacial} = E_{frontal} + E_{traseira} \quad (23)$$

Para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico e previsão real de retornos financeiros, busca-se encontrar o resultado desta equação. Em módulos monofaciais tradicionais, a energia pode ser prevista com grande precisão, pois apenas o lado frontal é responsável pela produção de toda a energia. Entretanto, em módulos FV bifaciais, o cálculo é mais complexo visto que a energia total produzida é resultado de diferentes fatores que influenciam a produção de energia pela face posterior.

Atualmente, a maioria dos fabricantes utiliza o conceito de ganho bifacial. A proposta é modelar a energia produzida pela face posterior do módulo como sendo uma fração adicional da energia produzida pela face frontal do módulo. Ou seja, ao consultar uma ficha de dados técnicos de um módulo fotovoltaico, o projetista encontra uma relação da potência nominal para a face frontal em condições padrão STC e um

possível ganho de potência considerando a face posterior, sem condições de referência claramente definidas.

Uma grande lacuna da tecnologia bifacial é o fato de não existir um consenso entre os fabricantes sobre como informar as perspectivas de ganho de bifacialidade na ficha técnica dos equipamentos, conforme pode ser observado nas fichas de dados técnicos nas Figura 33, Figura 34, Figura 35 e Figura 36. Para resolver essa questão, o setor está buscando atualizar os padrões de classificação por meio de revisões da definição de condições padrão de teste.

Figura 33. Ficha técnica de módulo FV bifacial Trina Solar

DADOS ELÉTRICOS (STC)

Potência de Pico em Watts-P MAX (Wp) *	390	395	400	405	410	415
Tolerância de Potência-P MAX (W)	0 ~ +5					
Tensão Máxima de Potência-V _{MPP} (V)	40,2	40,5	40,8	41,1	41,4	41,5
Corrente de Potência Máxima-I _{MPP} (A)	9,71	9,76	9,81	9,86	9,91	10,02
Tensão de Circuito Aberto-V _{OC} (V)	48,5	48,7	48,9	49,1	49,3	49,4
Corrente de Curto-Circuito-I _{SC} (A)	10,25	10,29	10,33	10,37	10,41	10,52
Eficiência de Módulo η _m (%)	19,2	19,5	19,7	20,0	20,2	20,5

STC: Irradiância 1000W/m², Temperatura da Célula 25°C, Massa de Ar AM1,5. *
Tolerância de medição: ± 3%.

Características elétricas com diferentes ganhos de potência na parte traseira (referência a 405 Wp frontal)

Potência Máxima-P _{MAX} (Wp)	425	446	466	486	506
Tensão Máxima de Potência-V _{MPP} (V)	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
Corrente de Potência Máxima-I _{MPP} (A)	10,35	10,85	11,34	11,83	12,33
Tensão de Circuito Aberto-V _{OC} (V)	49,2	49,3	49,4	49,5	49,6
Corrente de Curto-Circuito-I _{SC} (A)	10,89	11,41	11,93	12,44	12,96
Ganho de P _{max}	5%	10%	15%	20%	25%
Bifacialidade de Potência: 70±5%					

Fonte: Ficha de dados Módulo FV Duomax 390-415W, Trina Solar, 2022.

Figura 34. Ficha técnica de módulo FV bifacial Canadian Solar

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS6W-520MB-AG		520 W	40.5 V	12.84 A	48.4 V	13.70 A	20.2%
Bifacial Gain**	5%	546 W	40.5 V	13.48 A	48.4 V	14.39 A	21.2%
	10%	572 W	40.5 V	14.12 A	48.4 V	15.07 A	22.3%
	20%	624 W	40.5 V	15.41 A	48.4 V	16.44 A	24.3%
CS6W-525MB-AG		525 W	40.7 V	12.90 A	48.6 V	13.75 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	551 W	40.7 V	13.55 A	48.6 V	14.44 A	21.4%
	10%	578 W	40.7 V	14.21 A	48.6 V	15.13 A	22.5%
	20%	630 W	40.7 V	15.48 A	48.6 V	16.50 A	24.5%
CS6W-530MB-AG		530 W	40.9 V	12.96 A	48.8 V	13.80 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	557 W	40.9 V	13.62 A	48.8 V	14.49 A	21.7%
	10%	583 W	40.9 V	14.26 A	48.8 V	15.18 A	22.7%
	20%	636 W	40.9 V	15.55 A	48.8 V	16.56 A	24.8%
CS6W-535MB-AG		535 W	41.1 V	13.02 A	49.0 V	13.85 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	562 W	41.1 V	13.68 A	49.0 V	14.54 A	21.9%
	10%	589 W	41.1 V	14.34 A	49.0 V	15.24 A	22.9%
	20%	642 W	41.1 V	15.62 A	49.0 V	16.62 A	25.0%
CS6W-540MB-AG		540 W	41.3 V	13.08 A	49.2 V	13.90 A	21.0%
Bifacial Gain**	5%	567 W	41.3 V	13.73 A	49.2 V	14.60 A	22.1%
	10%	594 W	41.3 V	14.39 A	49.2 V	15.29 A	23.1%
	20%	648 W	41.3 V	15.70 A	49.2 V	16.68 A	25.2%
CS6W-545MB-AG		545 W	41.5 V	13.14 A	49.4 V	13.95 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	572 W	41.5 V	13.80 A	49.4 V	14.65 A	22.3%
	10%	600 W	41.5 V	14.46 A	49.4 V	15.35 A	23.3%
	20%	654 W	41.5 V	15.77 A	49.4 V	16.74 A	25.5%
CS6W-550MB-AG		550 W	41.7 V	13.20 A	49.6 V	14.00 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	578 W	41.7 V	13.87 A	49.6 V	14.70 A	22.5%
	10%	605 W	41.7 V	14.52 A	49.6 V	15.40 A	23.5%
	20%	660 W	41.7 V	15.84 A	49.6 V	16.80 A	25.7%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Fonte: Ficha de dados Módulo BiHiKu6 520-550W, Canadian Solar, 2022.

Figura 35. Ficha técnica de módulo FV bifacial Jinko Solar

ESPECIFICAÇÕES										
Tipo de módulo	JKM395M-72H-MBB-BDVP,JKM400M-72H-MBB-BDVP,JKM405M-72H-MBB-BDVP,JKM410M-72H-MBB-BDVP,JKM415M-72H-MBB-BDVP									
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax)	395Wp	293Wp	400Wp	297Wp	405Wp	301Wp	410Wp	304Wp	415Wp	308Wp
Tensão de potência máxima (Vmp)	40.85V	38.03V	40.95V	38.12V	41.04V	38.20V	41.13V	38.28V	41.26V	38.42V
Corrente de potência máxima (Imp)	9.67A	7.71A	9.77A	7.79A	9.87A	7.87A	9.97A	7.95A	10.06A	8.02A
Tensão de circuito aberto (Voc)	48.67V	45.84V	48.77V	45.94V	48.87V	46.03V	48.97V	46.12V	49.07V	46.22V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10.45A	8.44A	10.52A	8.50A	10.59A	8.55A	10.66A	8.61A	10.73A	8.67A
Eficiência do módulo STC (%)	19.29%		19.54%		19.78%		20.03%		20.27%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C									
Tensão máxima do sistema	1500VDC (IEC)									
Classificação máxima de fusíveis em série	25A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.35%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.20%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.048%/°C									
Temperatura operacional nominal da célula (NOCT)	45±2°C									
Refer. Fator bifacial	70±5%									
Módulo Bifacial – ganho de potência na parte traseira										
5%	Potência máxima (Pmax)	415Wp	420Wp	425Wp	431Wp	436Wp				
	Eficiência do módulo STC (%)	20.27%	20.52%	20.78%	21.05%	21.30%				
15%	Potência máxima (Pmax)	454Wp	460Wp	466Wp	472Wp	477Wp				
	Eficiência do módulo STC (%)	22.18%	22.47%	22.76%	23.06%	23.30%				
25%	Potência máxima (Pmax)	494Wp	500Wp	506Wp	513Wp	519Wp				
	Eficiência do módulo STC (%)	24.13%	24.42%	24.72%	25.06%	25.35%				

Fonte: Ficha de dados Módulo Swan Bifacial 395-415W, Jinko Solar, 2022.

Figura 36. Ficha técnica de módulo FV bifacial Risen

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG	RSM120-8-610BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage-Voc(V)	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90	42.20
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98	35.18
Maximum Power Current-Impp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Bifacial factor: 70±10(%) * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	644	649	655	660	666	671
Open Circuit Voltage-Voc(V)	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90	42.20
Short Circuit Current-Isc(A)	19.92	19.98	20.03	20.09	20.15	20.21
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98	35.18
Maximum Power Current-Impp(A)	18.81	18.87	18.92	18.98	19.03	19.09

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Fonte: Risen, 2025.

Contudo, a padronização dos ganhos dos módulos bifaciais é um debate complexo, uma vez que a produção de energia pela face posterior é influenciada por diversos fatores, tais quais o albedo, a distância e posicionamento dos módulos, a altura de instalação do módulo, a localização geográfica, o sombreamento da face posterior, e outros.

Conforme verificado nas fichas técnicas dos módulos FV bifaciais, o ganho bifacial fornecido pelos fabricantes pode ser calculado pela seguinte equação:

$$Ganho\ Bifacial = \left(\frac{Potência_{(frontal+posterior)}}{Potência_{(frontal)}} - 1 \right) * 100\% \quad (24)$$

Em 2019, foi publicada a Especificação Técnica IEC TS 60904-1-2:2019 que descreve os requisitos adicionais para a medição das características elétricas I-V dos dispositivos fotovoltaicos bifaciais. Apesar de ser um grande passo na busca da padronização deste tema, a norma ainda está em discussão, o que indica que ainda é cedo para observarmos os resultados práticos na documentação técnica disponibilizada pelos fabricantes.

Com base nas considerações anteriores, o ganho bifacial também pode ser definido pela razão entre produção de energia adicional na face posterior (kWh) e a produção de energia pela parte frontal (kWh) (IEA, 2021).

$$Ganho\ bifacial = \frac{E_{posterior} (kWh)}{E_{frontal} (kWh)} = \frac{E_{(frontal+posterior)} - E_{frontal} (kWh)}{E_{frontal} (kWh)} \quad (25)$$

A bifacialidade do módulo pode ser descrita como a proporção das eficiências de conversão de energia das faces posterior e frontal de um módulo FV, sendo a bifacialidade uma característica intrínseca do módulo. De acordo com a IEC 60904-1-2, temos os coeficientes de bifacialidade que são a relação entre a potência posterior e a potência frontal nas condições STC:

$$\varphi_{I_{sc}} = \frac{I_{SC_{posterior}}}{I_{SC_{frontal}}} \quad (26)$$

$$\varphi_{V_{oc}} = \frac{V_{OC_{posterior}}}{V_{OC_{frontal}}} \quad (27)$$

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{P_{max_{posterior}}}{P_{max_{frontal}}} \quad (28)$$

Sendo assim, a energia produzida por um módulo FV bifacial pode ser relacionada pela produção de energia pela face frontal por meio de:

$$E_{bifacial} = E_{frontal} \times (1 + Ganho\ bifacial) \quad (29)$$

De acordo com as equações acima, o ganho bifacial será diretamente proporcional à bifacialidade do módulo fotovoltaico.

Além da escolha do módulo fotovoltaico, outros parâmetros de uma usina solar são impactantes para maximização da produção de energia pela face posterior do módulo, como o albedo do local, o distanciamento entre as fileiras de módulos (*pitch*) e a altura de instalação do módulo em relação ao chão.

4 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia adotada neste trabalho, detalhando as etapas por meio da explicação das ações realizadas.

4.1 Medições elétricas e térmicas de módulos FV bifaciais

Foi realizada uma análise de usinas fotovoltaicas em Minas Gerais que utilizam geradores fotovoltaicos bifaciais, visando avaliar seu desempenho e comparar as variações nos albedos medidos nesses locais. Para isso, foi conduzida uma pesquisa de campo em usinas fotovoltaicas situadas em diferentes cidades do estado, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Localizações das usinas solares avaliadas

Cidade	Latitude	Longitude
Iguatama	20°11'21.8"S	45°43'42.60"O
Três Marias	18°10'55.15"S	45°16'45.86"O
Itaguara	20°24'32.31"S	44°29'28.33"O
Mirabela	16°14'57.40"S	44°11'09.30"O
Pirapora	17°21'58.40"S	44°54'25.40"O
Corinto	18°23'01.80"S	44°28'13.00"O
São Sebastião do Oeste	20°16'12.16"S	44°59'26.35"O
Varginha	21°38'8.17"S	45°25'1.53"O

Fonte: Autor, 2025.

Inicialmente, em cada usina fotovoltaica, foi realizada uma inspeção visual dos módulos FV a fim de selecionar uma amostra que não apresentava defeitos que podem comprometer o desempenho dos módulos.

Os principais defeitos avaliados durante a inspeção visual incluíram arranhões ou rachaduras nos vidros frontal e posterior, além de descoloração ou amarelamento, que podem indicar degradação do material encapsulante devido à exposição aos raios ultravioleta ou ao calor.

Não foram selecionados módulos FV que apresentassem sinais de delaminação ou bolhas, pois esses defeitos podem indicar separação entre o encapsulante, o vidro e as células FV. Da mesma forma, foram excluídos módulos com células quebradas ou trincadas, manchas ou outras irregularidades que possam sugerir falhas no processo de fabricação.

Além disso, não foram selecionados módulos que apresentassem corrosão ou oxidação nas conexões das células, danos em caixas de junção ou conectores MC4 comprometidos ou com corrosão nos contatos.

Após a inspeção visual do gerador fotovoltaico, foram selecionadas amostras sem defeitos visuais e, em seguida, realizada a limpeza desses módulos FV, garantindo que a presença de sujeira não comprometesse os resultados dos ensaios.

Buscando mensurar qual é a diferença de produção de energia entre as faces "frontal" e "posterior", foram realizadas medições elétricas e térmicas nos módulos FV.

Os parâmetros elétricos obtidos do módulo FV foram a corrente, a tensão e a potência nominal, determinados a partir da curva $I \times V$. Para este procedimento, foi utilizado o traçador de curva $I \times V$ da Daystar modelo DS-1000, Figura 37. Este traçador de curva $I \times V$ é capaz de identificar até 250 pontos por curva, o que resulta em uma curva suave muito real de operação do módulo FV.

Figura 37. Traçador de Curva $I \times V$ Daystar DS-1000

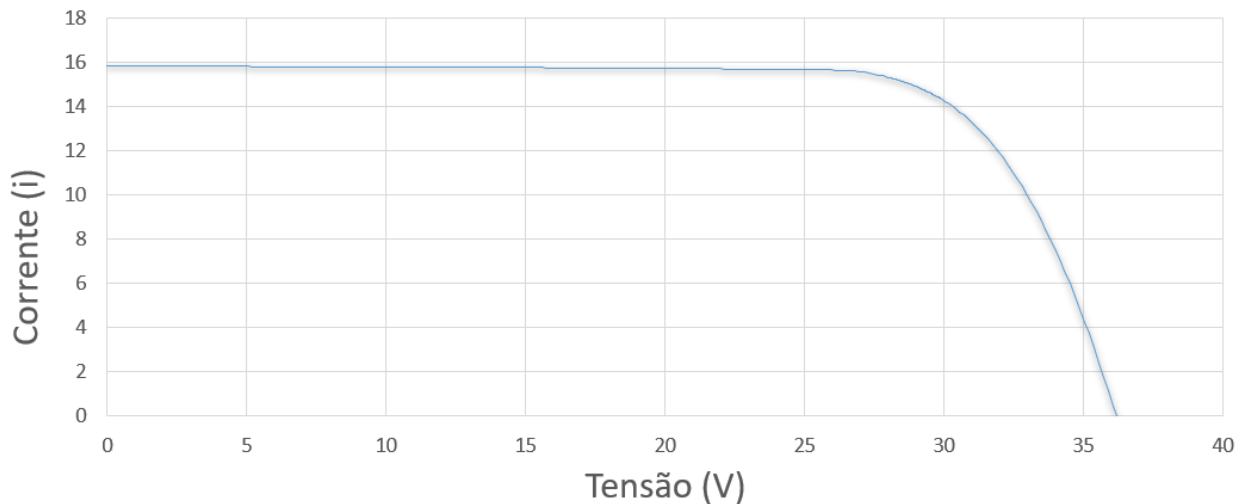


Fonte: Daystar, 2022.

A análise desta curva, Figura 38, permite verificar se os módulos estão apresentando bom funcionamento ou se apresentam problemas. O traçador de curva

I-V realiza as medidas de tensão e corrente no módulo fotovoltaico, informado os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima do módulo, sendo possível extrair a corrente e tensão no ponto de máxima potência.

Figura 38. Curva IxV coletada pelo traçador Daystar DS-1000



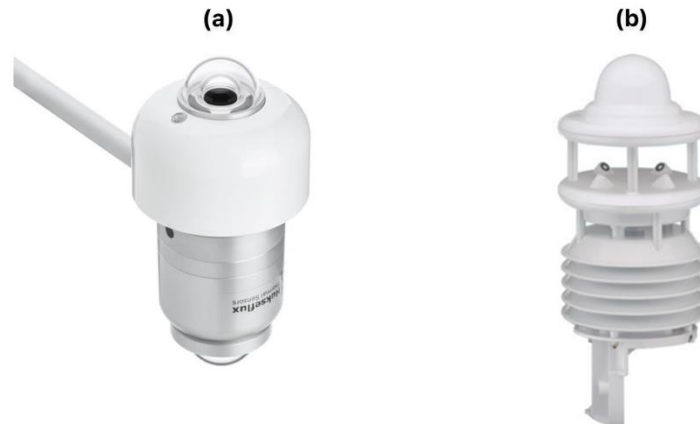
Fonte: Autor, 2025.

Como o nível de irradiância e a temperatura da célula influenciam as características elétricas do módulo FV, foram utilizados um albedômetro para monitorar o nível de irradiância solar e um sensor RTD na superfície posterior do módulo FV para registrar sua temperatura.

O albedômetro, Figura 39 (a), além de medir o nível de irradiância no plano do módulo, também realiza a medição da irradiância refletida pelo solo. Este albedômetro é composto por dois piranômetros SR30 *Spectrally Flat Class A*. Nesta configuração, um piranômetro é voltado para cima medindo a irradiância solar global no plano do módulo, e o outros é voltado para baixo medindo a irradiância solar refletida pelo solo. O modelo SR30, mede a irradiância em W/m^2 e a transmite para leitura pelo protocolo *Modbus* por intermédio da interface RS-485 de 2 fios.

Como a temperatura ambiente também influencia diretamente na temperatura do módulo, foi utilizada a estação meteorológica do fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB, Figura 39 (b), para medição da temperatura ambiente próxima ao módulo. Esta estação possui protocolo de comunicação SDI-12, e para conversão deste protocolo e armazenamento dos dados coletados da estação meteorológica é utilizado o *Datalogger* Campbell modelo CR 1000.

Figura 39. (a) Albedômetro Digital Classe A modelo SRA30-D1 e (b) Estação meteorológica fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB



Fonte: LUFFT e Hukseflux, 2025.

Para avaliação térmica do módulo FV, além do sensor RTD, foi realizada a técnica de termografia, que consiste em obter imagens infravermelhas do módulo fotovoltaico, auxiliando a detectar pontos quentes no módulo e avaliar possíveis problemas de operação.

Neste procedimento, foi utilizada a câmera de infravermelho Fluke Ti450, Figura 40. Este equipamento possui grande sensibilidade para visualizar até mesmo pequenas diferenças de temperatura no módulo FV, utilizando uma paleta de cores apresentada na interface touchscreen do equipamento.

Figura 40. Câmera de infravermelho Fluke Ti450



Fonte: Fluke, 2022.

4.1.1 UFV Iguatama

A usina solar de Iguatama possui uma capacidade instalada de 2,5 MW e um sistema de estrutura com rastreamento solar orientado no eixo Leste-Oeste.

O gerador fotovoltaico é composto por módulos FV bifaciais vidro-vidro, com células monocristalinas e potência nominal igual a 590 Wp, modelo Risen RSM120-8-590BMDG, Figura 41.

Figura 41. Ficha de dados técnicos módulo Risen RSM120-8-590BMDG

ELECTRICAL DATA (STC)						
Model Number	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90
Short Circuit Current-Isc(A)	18.06	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98
Maximum Power Current-Impp(A)	17.05	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain						
	638	644	649	655	660	666
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	638	644	649	655	660	666
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90
Short Circuit Current-Isc(A)	19.87	19.92	19.98	20.03	20.09	20.15
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98
Maximum Power Current-Impp(A)	18.76	18.81	18.87	18.92	18.98	19.03

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Fonte: Risen, 2025.

O módulo apresenta moldura metálica que auxilia na montagem e fornece rigidez mecânica para o módulo FV, que possui as dimensões de 2172 mm x 1303 mm x 35 mm e pesa 35 kg. As características elétricas do módulo na condição padrão de teste são apresentadas na Figura 41.

O módulo possui fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$ e a ficha de dados técnicos apresenta os valores dos parâmetros elétricos para um ganho bifacial de 10%.

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 curvas IxV obtidas foram normalizadas para as condições padrão de teste, com irradiância igual a 1000 W/m² e temperatura da célula de 25 °C.

Primeiramente, foi obtida a curva IxV do módulo completo, ou seja, nenhuma das faces do módulo bifacial estava coberta.

Após este procedimento, foi traçada uma curva IxV de modo a mensurar os parâmetros elétricos da face frontal do módulo. Neste momento, conforme Figura 42 (a), a face posterior do módulo foi coberta de modo a impedir a interferência da irradiância refletida na face posterior. Posteriormente, uma nova curva IxV foi obtida, cobrindo-se a face frontal do módulo, conforme Figura 42 (b).

Anteriormente, no laboratório GREEN PUC Minas, foi realizado um teste para verificar a eficiência da lona polimérica no bloqueio da radiação incidente sobre as faces do módulo FV, garantindo que o material utilizado proporciona o bloqueio adequado da radiação solar.

Figura 42. Procedimento curva IxV da face frontal (a) e posterior (b) do módulo FV bifacial



Fonte: Autor, 2025.

Neste sistema com rastreamento solar, verificou-se que o tubo de torção é a principal fonte de sombreamento da face posterior do módulo FV. Com o objetivo de verificar se o sombreamento gerado pela estrutura de montagem reduz o ganho bifacial devido ao aquecimento das células, foi realizado um procedimento de termografia utilizando a câmera de infravermelho Fluke Ti450. Este equipamento permite a detecção de pequenas variações de temperatura no módulo, por meio de uma paleta de cores exibida em sua interface touchscreen.

A Figura 43 apresenta a distribuição de temperatura na face posterior dos módulos FV, indicando um aquecimento uniforme nas células sombreadas pelo tubo de torção da estrutura de rastreamento solar.

Figura 43. Inspeção termográfica UFV Iguatama



Fonte: Autor, 2025.

Durante a pesquisa, verificou-se com o auxílio do albedômetro, diferentes pontos de albedo ao longo da fileira de módulos, em áreas não sombreadas com uma superfície ou vegetação representativas do solo.

Observou-se que os maiores valores de albedo estavam localizados nas extremidades das fileiras de módulos, uma vez que a área aberta oferece uma reflexão adicional dos raios solares, resultando em valores maiores de irradiância refletida na face posterior do módulo fotovoltaico.

As medições foram realizadas em módulos FV instalados próximos ao centro das fileiras, pois, em uma série fotovoltaica, onde a corrente é a mesma em todos os módulos, o desempenho é limitado pelo módulo com a menor corrente.

Figura 44. Albedômetro instalado na UFV Iguatama



Fonte: Autor, 2025.

4.1.2 UFV Três Marias

A usina solar de Três Marias possui um gerador fotovoltaico monofacial com módulos da Trina Solar modelo TSM-395DE15H(II) de 395 W_p, montados em um sistema de rastreamento solar. A expansão da capacidade instalada da usina está planejada por meio da montagem de novos arranjos fotovoltaicos com módulos FV bifaciais. O presente estudo avalia o ganho adicional de produção de energia que a usina terá com módulos FV bifaciais considerando o solo natural do local e uma possibilidade de instalação de uma camada polimérica branca abaixo das fileiras de módulos.

O solo da UFV Três Marias apresenta uma condição não uniforme de terra vermelha e vegetação. A intenção da instalação da camada polimérica branca é criar uma superfície que maximize a radiação refletida pelo solo e diminua o impacto do crescimento da vegetação próxima aos módulos, evitando assim pontos de sombreamento em determinados momentos do dia.

Foi instalado um albedômetro em local não sombreado com uma superfície representativa do solo, Figura 45 (a).

Figura 45. (a) Medição do albedo solo natural e (b) medição do albedo lona branca - UFV Três Marias



Fonte: Autor, 2025.

Para estimativa de ganho bifacial de um módulo, foram obtidas curvas IxV do módulo Trina Solar Duomax Twin TSM - DEG15MC.20(II), composto por células monocristalinas, com potência igual a 405 Wp, Figura 46. Verifica-se na ficha de dados técnicos que o módulo possui as dimensões de 1002 mm x 2024 mm e pesa 26 kg. Esse módulo utiliza a configuração vidro-vidro, sem molduras metálicas e possui uma bifacialidade de $70 \pm 5\%$.

Figura 46. Folha de dados técnicos módulo FV – UFV Três Marias

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	390	395	400	405	410	415
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ -5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.2	40.5	40.8	41.1	41.4	41.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.71	9.76	9.81	9.86	9.91	10.02
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.25	10.29	10.33	10.37	10.41	10.52
Module Efficiency η_m (%)	19.2	19.5	19.7	20.0	20.2	20.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 405 Wp front)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	425	446	466	486	506
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	41.1	41.1	41.1	41.1	41.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.35	10.85	11.34	11.83	12.33
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.2	49.3	49.4	49.5	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.89	11.41	11.93	12.44	12.96
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%

Power Bifaciality: $70 \pm 5\%$.

Fonte: Trina Solar, 2025.

Inicialmente, o módulo FV foi instalado na estrutura de rastreamento solar existente. Em seguida, foi medida a curva IxV considerando a radiação solar refletida pelo solo natural. As curvas IxV foram normalizadas para as condições padrão de teste, correspondendo a uma irradiância igual a 1000 W/m² e temperatura da célula de 25 °C.

Posteriormente, uma camada polimérica branca foi instalada abaixo da fileira de módulos FV para avaliar o aumento da radiação refletida pelo solo, Figura 45 (b).

Após a instalação da camada polimérica branca no solo, foram realizadas novas medições de curva IxV para quantificar o ganho bifacial resultante da radiação refletida por essa superfície.

Além do ganho bifacial, a aplicação da camada polimérica sob as fileiras de módulos FV também pode reduzir o crescimento da vegetação local, minimizando a ocorrência de sombreamento nos módulos FV e prevenindo o aparecimento de pontos

quentes no gerador fotovoltaico. Para avaliar esse efeito, foi realizada uma inspeção termográfica a fim de identificar possíveis pontos quentes, Figura 47.

Figura 47. Pontos quentes causados pela vegetação local – UFV Três Marias



Fonte: Autor, 2025.

4.1.3 UFV Itaguara

A Usina Solar de Itaguara foi projetada para maximizar a absorção de energia solar por meio de uma configuração fixa, orientada para o Norte e com inclinação de 20°. A usina é composta por três fileiras, somando um total 152 módulos bifaciais. Cada módulo possui uma potência nominal de 590 Wp, resultando em uma potência instalada de 89,68 kWp.

O sistema utiliza um inversor de 75 kW, ou seja, a potência do gerador fotovoltaico está sobredimensionada em 19,5% em relação ao inversor.

Figura 48. Usina Solar Itaguara



Fonte: Autor, 2025.

Algumas usinas que empregam módulos FV bifaciais têm optado por colocar britas ou pedras claras no solo com a intenção de aumentar a parcela da irradiação refletida pelo solo e conseqüentemente a produção de energia. Para a UFV Itaguara, foram analisados diferentes tipos de albedo, considerando três superfícies distintas: solo natural da região, cobertura com brita e cobertura com lona branca.

Figura 49. Três superfícies distintas na UFV Itaguara: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita.



Fonte: Autor, 2025.

Após a inspeção visual do gerador fotovoltaico, foram selecionadas amostras que não apresentavam defeitos visuais e em seguida realizada a limpeza destes módulos FV.

Inicialmente, a face posterior do módulo FV foi coberta, permitindo a medição da curva $I \times V$ correspondente à característica elétrica da face frontal do módulo, conforme ilustrado na Figura 50.

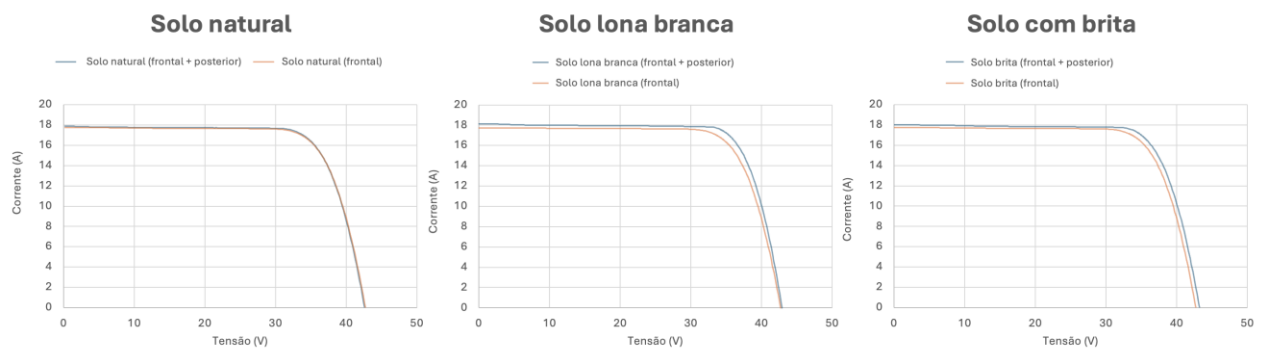
Figura 50. Procedimento Curva $I \times V$ face frontal – UFV Itaguara



Fonte: Autor, 2025.

Posteriormente, foram realizadas medições das curvas $I \times V$ para cada uma das três configurações de cobertura do solo, analisando o ganho bifacial com a contribuição das faces frontal e posterior do módulo, como apresentado na Figura 51.

Figura 51. Curva $I \times V$ para diferentes condições de albedo: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita – UFV Itaguara



Fonte: Autor, 2025.

A estrutura apresentada na Figura 52 é um suporte fixo para módulos FV, amplamente utilizado em usinas fotovoltaicas para garantir estabilidade e eficiência na absorção de energia. A estrutura utilizada é composta por 4 perfis metálicos horizontais, projetados para suportar os módulos FV em uma inclinação otimizada de acordo com a latitude do local. Além disso, a fixação no solo é feita por estacas cravadas em bases de concreto.

Figura 52. Detalhe estrutura de fixação módulos FV bifaciais – UFV Itaguara



Fonte: Autor, 2025.

Apesar de ser essencial para um sistema, essa estrutura causa sombreamento na face posterior dos módulos FV bifaciais, reduzindo a absorção da radiação refletida pelo solo.

Esse sombreamento, além de causar perdas na produção de energia, pode favorecer o surgimento de pontos quentes, comprometendo o desempenho do sistema a longo prazo. Para avaliar essa questão, foi realizada inspeção termográfica para identificar possíveis pontos quentes que requerem atenção.

4.2 Avaliação do desempenho dos módulos FV bifaciais para tipos de solo e climas diferentes

Para avaliar o desempenho de módulos bifaciais com diferentes albedos, encontrados nos diferentes tipos de solo em Minas Gerais, foi utilizado nesta avaliação

o Procedimento Operacional Padrão – Medição elétrica e térmica em módulos FV bifaciais.

Atualmente, no estado de Minas Gerais, os tipos de solo mais encontrados nas usinas solares são os solos de terra vermelha e terra amarronzada avermelhada, Figura 53(1), e solos com vegetação não uniforme, Figura 53 (2).

Figura 53. Usinas solares com diferentes albedos



Fonte: Autor, 2022.

Como o solo mais claro tende a refletir mais os raios solares que incidem sobre ele, algumas usinas tem demonstrado o interesse em investir em superfícies brancas que possam contribuir com o acréscimo da parcela de raios solares que atinge a face posterior dos módulos FV. Uma das opções é a aplicação de uma camada polimérica de cor branca sob as fileiras dos módulos, Figura 53 (3). Essa opção maximiza a reflexão do solo e contribui para evitar o crescimento da vegetação que pode causar pontos de sombreamento nos módulos, contribuindo para o surgimento de possíveis pontos quentes.

A partir das medições nas UFVs Iguatama, Três Marias e Itaguara, foi criado o protocolo de medição que permitiu a avaliação de usinas fotovoltaicas distribuídas ao longo de uma longitude em diferentes latitudes de Minas Gerais, conforme Figura 54.

Figura 54. Localização das usinas bifaciais estudadas



Fonte: Autor, 2025.

A Tabela 3 apresenta as características construtivas das usinas fotovoltaicas. Todas as usinas avaliadas possuem sistema de rastreamento solar (*tracker*) que movimenta os módulos FV em um único eixo, de leste a oeste.

As UFVs Mirabela, Pirapora e Corinto possuem sistema de *Tracker 2P (Two Portrait)* que suporta duas fileiras de módulos na posição vertical. Essa configuração permite uma maior densidade de módulos por estrutura, reduzindo a quantidade total de *trackers*. Contudo, devido à maior carga de vento, requer uma estrutura reforçada. Dependendo da geometria escolhida pelo fabricante, essa estrutura pode provocar sombreamentos indesejados na face posterior dos módulos FV bifaciais, impactando na absorção da radiação solar refletida pelo solo.

Já as UFVs São Sebastião do Oeste (SSO) e Varginha utilizam *Trackers 1P (One Portrait)* que suportam uma única fileira de módulos na posição vertical. Esse sistema é mais compacto e leve, com uma estrutura mais estreita. Entretanto, o eixo de rotação central projeta sombras sobre a face posterior dos módulos FV bifaciais, reduzindo o aproveitamento da radiação refletida pelo solo e, conseqüentemente, o ganho bifacial.

Tabela 3. Características construtivas das usinas solares avaliadas

Usina	Tracker	Configuração	Distância entre as mesas	Altura da instalação
Mirabela	Sim	2 módulos	13 m	2,20 m
Pirapora	Sim	2 módulos	13 m	2,20 m
Corinto	Sim	2 módulos	13 m	2,20 m
São Sebastião do Oeste	Sim	1 módulo	5,6 m	1,45 m
Varginha	Sim	1 módulo	5,5 m	1,35 m

Fonte: Autor, 2025.

A Tabela 4 descreve as características elétricas dos módulos FV empregados nas UFVs estudadas. Todos os módulos possuem células bifaciais, permitindo a captação de radiação solar tanto na face frontal quanto na posterior.

Os módulos FV das UFVs Corinto e Pirapora são compostos por células de silício multicristalino, resultando em eficiências relativamente mais baixas, de 17,7% e 17,9%, respectivamente. Já as UFVs Mirabela, SSO e Varginha utilizam células monocristalinas, com eficiências de 19,1%, 21,0% e 21,1%, respectivamente.

Tabela 4. Características dos módulos FV das UFV avaliadas

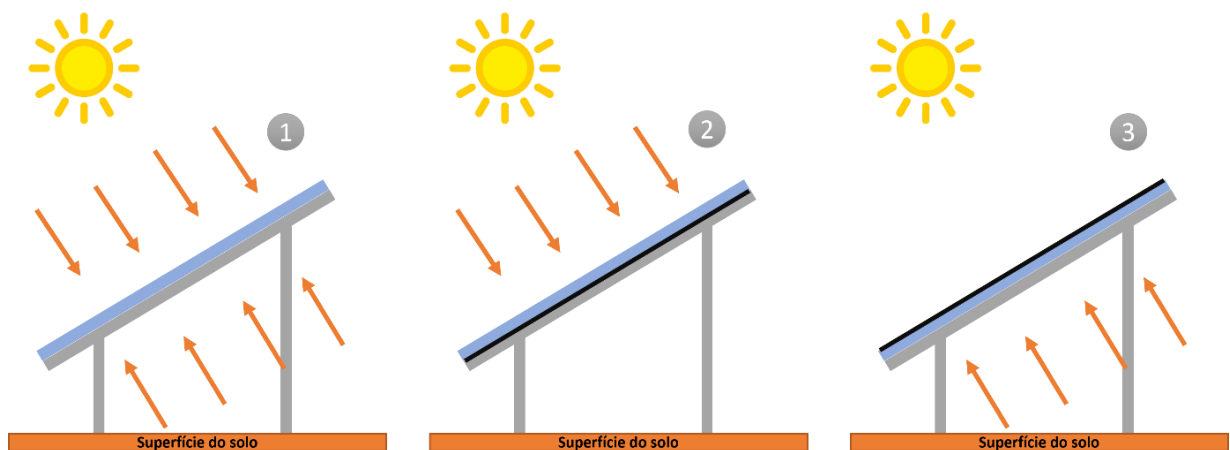
Usina	Módulo	Pmax (W)	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Bifacialidade (%)
Mirabela	1	385	40,2	9,58	48,0	10,09	70 ±5
Pirapora	2	360	39,6	9,1	47	9,67	70 ±5
Corinto	2	355	39,4	9,02	46,8	9,59	70 ±5
São Sebastião do Oeste	3	595	34,60	17,20	41,50	18,21	70 ±10
Varginha	4	540	41,65	12,97	49,50	13,85	70 ±5

Fonte: Autor, 2025.

Para analisar a diferença de produção de energia entre as faces "frontal" e "posterior" dos módulos FV bifaciais, considerando os diferentes tipos de solo característicos das usinas fotovoltaicas em Minas Gerais, foram realizados ensaios de curva IxV em três configurações distintas (Figura 55), conforme descrito a seguir:

1. Curva IxV do módulo FV completo (sem nenhuma obstrução das faces);
2. Curva IxV da face frontal do módulo FV (face posterior do módulo FV coberta);
3. Curva IxV da face posterior do módulo FV (face frontal do módulo FV coberta).

Figura 55. Bancada de ensaios (1) curva IxV do módulo bifacial, (2) curva IxV da face frontal do módulo, (3) curva IxV da face posterior do módulo



Fonte: Autor, 2025.

Como o solo mais claro tende a refletir mais os raios solares que incidem sobre ele, algumas usinas tem demonstrado o interesse em investir em superfícies brancas que possam contribuir com o acréscimo da parcela de raios solares que atinge a face posterior dos módulos FV. Uma das opções é a aplicação de uma camada polimérica de cor branca sob as fileiras dos módulos, Figura 53 (3).

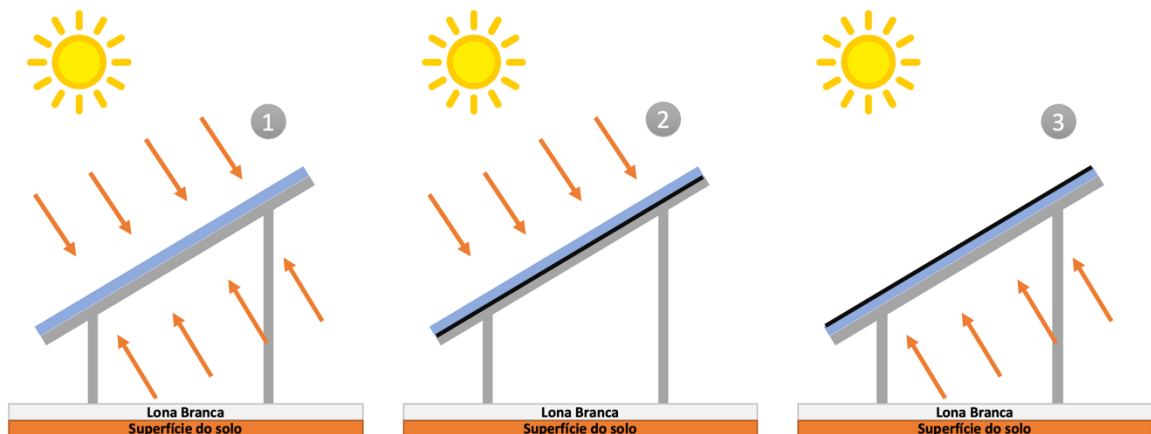
Com objetivo de otimizar o desempenho de geradores fotovoltaicos bifaciais em condições reais de operação, foi proposto a aplicação da camada polimérica branca sob a fileira dos módulos FV.

Novamente, para analisar a diferença de produção de energia entre as faces "frontal" e "posterior" dos módulos FV bifaciais, considerando o albedo proporcionado

pela aplicação da lona branca sobre o solo natural, foram repetidos os ensaios de curva IxV nas três configurações distintas (Figura 56), conforme descrito a seguir:

1. Curva IxV do módulo FV completo (sem nenhuma obstrução das faces);
2. Curva IxV da face frontal do módulo FV (face posterior do módulo FV coberta);
3. Curva IxV da face posterior do módulo FV – considerando o solo coberto pela lona branca (face frontal do módulo FV coberta).

Figura 56. Bancada de ensaios lona branca (1) curva IxV do módulo bifacial, (2) curva IxV da face frontal do módulo, (3) curva IxV da face posterior do módulo



Fonte: Autor, 2025.

No formulário de ensaios, foram registrados os valores das principais grandezas elétricas medidas e curvas IxV nas três configurações de teste (módulo FV completo, face posterior coberta, face frontal coberta).

Os resultados foram normalizados para as condições padrão de teste, de irradiância igual a 1000 W/m^2 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

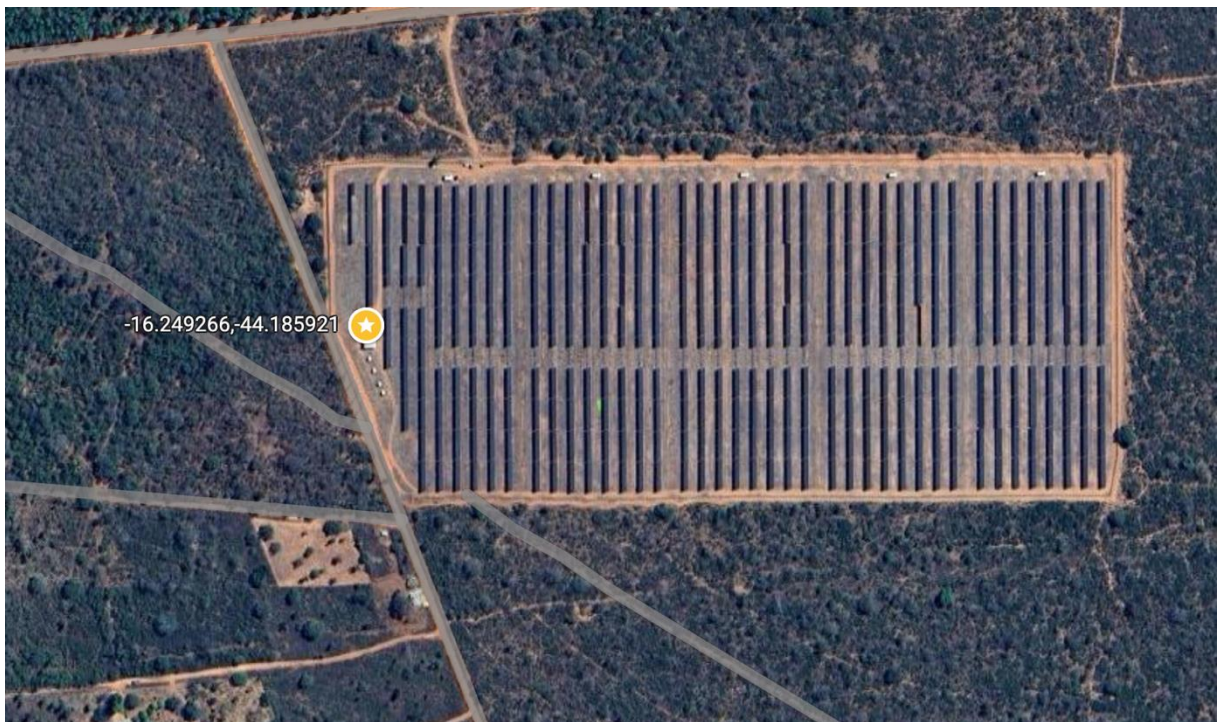
Inicialmente, as medições foram realizadas considerando o solo natural da usina. Em seguida, os ensaios foram repetidos após a instalação da cobertura de lona branca sob os módulos bifaciais.

4.2.1 UFV Mirabela

A usina solar de Mirabela, Figura 57, utiliza um sistema de rastreamento solar ao longo do eixo Leste-Oeste, com *trackers* 2P, que suportam duas fileiras de módulos FV a uma altura de 2,20 m.

O solo da usina apresenta um revestimento não uniforme, predominando a terra vermelha e presença significativa de vegetação entre as fileiras de módulos FV.

Figura 57. Vista aérea UFV Mirabela



Fonte: Google Maps, 2025.

O gerador fotovoltaico é composto por módulos FV bifaciais vidro-vidro, com células monocristalinas e potência nominal de 385 Wp. O modelo instalado é o Canadian Solar CS3U-385MB-AG. Suas características elétricas sob condições padrão de teste estão apresentadas na Figura 58. O módulo possui fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$, e sua ficha técnica especifica os parâmetros elétricos para ganhos bifaciais de 5%, 10%, 20% e 30%.

Figura 58. Dados técnicos módulo FV - UFV Mirabela

ELECTRICAL DATA STC*						
	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3U-375MB-AG	375 W	39.8 V	9.43 A	47.6 V	9.93 A	18.70%
5%	394 W	39.8 V	9.90 A	47.6 V	10.43 A	19.64%
Bifacial Gain**	10% 413 W	39.8 V	10.37 A	47.6 V	10.92 A	20.59%
	20% 450 W	39.8 V	11.32 A	47.6 V	11.92 A	22.43%
	30% 488 W	39.8 V	12.26 A	47.6 V	12.91 A	24.33%
CS3U-380MB-AG	380 W	40.0 V	9.50 A	47.8 V	10.01 A	18.94%
5%	399 W	40.0 V	9.98 A	47.8 V	10.51 A	19.89%
Bifacial Gain**	10% 418 W	40.0 V	10.45 A	47.8 V	11.01 A	20.84%
	20% 456 W	40.0 V	11.40 A	47.8 V	12.01 A	22.73%
	30% 494 W	40.0 V	12.35 A	47.8 V	13.01 A	24.63%
CS3U-385MB-AG	385 W	40.2 V	9.58 A	48.0 V	10.09 A	19.19%
5%	404 W	40.2 V	10.06 A	48.0 V	10.59 A	20.14%
Bifacial Gain**	10% 424 W	40.2 V	10.54 A	48.0 V	11.1 A	21.14%
	20% 462 W	40.2 V	11.50 A	48.0 V	12.11 A	23.03%
	30% 501 W	40.2 V	12.45 A	48.0 V	13.12 A	24.98%

Fonte: Canadian Solar, 2025.

4.2.2 UFV Pirapora

A UFV Pirapora possui um layout semelhante ao da UFV Mirabela, com um sistema de rastreamento solar orientado ao longo do eixo Leste-Oeste com a configuração de *tracker 2P* apoiando duas fileiras de módulos a uma altura de 2,20 m. O solo da usina é revestido de forma não uniforme, predominando o solo marrom, com presença de vegetação entre as fileiras de módulos FV.

Figura 59. Vista aérea UFV Pirapora



Fonte: Google Maps, 2025.

O gerador fotovoltaico da UFV Pirapora é composto por módulos FV bifaciais com células de silício multicristalino e potência nominal de 360 Wp. O modelo instalado é o Canadian Solar CS3U-360PB-AG.

As características elétricas do módulo sob condições padrão de teste são indicadas na Figura 60. O módulo apresenta um fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$, e sua ficha técnica fornece os valores dos parâmetros elétricos para ganhos bifaciais de 5%, 10%, 20% e 30%.

Figura 60. Dados técnicos módulo FV - UFV Pirapora

ELECTRICAL DATA STC*							
	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS3U-350PB-AG	350 W	39.2 V	8.94 A	46.6 V	9.51 A	17.4%	
5%	368 W	39.2 V	9.39 A	46.6 V	9.99 A	18.3%	
Bifacial Gain**							
10%	385 W	39.2 V	9.83 A	46.6 V	10.46 A	19.2%	
20%	420 W	39.2 V	10.73 A	46.6 V	11.41 A	20.9%	
30%	455 W	39.2 V	11.62 A	46.6 V	12.36 A	22.7%	
CS3U-355PB-AG	355 W	39.4 V	9.02 A	46.8 V	9.59 A	17.7%	
5%	373 W	39.4 V	9.47 A	46.8 V	10.07 A	18.6%	
Bifacial Gain**							
10%	391 W	39.4 V	9.92 A	46.8 V	10.55 A	19.5%	
20%	426 W	39.4 V	10.82 A	46.8 V	11.51 A	21.2%	
30%	462 W	39.4 V	11.73 A	46.8 V	12.47 A	23.0%	
CS3U-360PB-AG	360 W	39.6 V	9.1 A	47 V	9.67 A	17.9%	
5%	378 W	39.6 V	9.56 A	47 V	10.15 A	18.8%	
Bifacial Gain**							
10%	396 W	39.6 V	10.01 A	47 V	10.64 A	19.7%	
20%	432 W	39.6 V	10.92 A	47 V	11.6 A	21.5%	
30%	468 W	39.6 V	11.83 A	47 V	12.57 A	23.3%	

Fonte: Canadian Solar, 2025.

4.2.3 UFV Corinto

A UFV Corinto (Figura 61) foi projetada seguindo as mesmas diretrizes das usinas de Mirabela e Pirapora, contando com um sistema de rastreamento solar no eixo Leste-Oeste, com trackers 2P que suportam duas fileiras de módulos a 2,20 m de altura. O solo da usina apresenta um revestimento não uniforme, com predominância da coloração marrom claro, além da presença de vegetação entre as fileiras de módulos FV.

Figura 61. Vista aérea UFV Corinto



Fonte: Google Maps, 2025.

O gerador fotovoltaico instalado na UFV Corinto é composto por módulos bifaciais com células monocristalinas, com potência nominal de 355 Wp. O modelo utilizado é o Canadian Solar CS3U-355PB-AG. Assim como os demais módulos, ele possui um fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$, e sua ficha técnica fornece os valores dos parâmetros elétricos considerando ganhos bifaciais de 5%, 10%, 20% e 30% (Figura 62).

Figura 62. Dados técnicos módulo FV - UFV Corinto

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3U-350PB-AG	350 W	39.2 V	8.94 A	46.6 V	9.51 A	17.4%
Bifacial Gain**	5% 368 W	39.2 V	9.39 A	46.6 V	9.99 A	18.3%
	10% 385 W	39.2 V	9.83 A	46.6 V	10.46 A	19.2%
	20% 420 W	39.2 V	10.73 A	46.6 V	11.41 A	20.9%
	30% 455 W	39.2 V	11.62 A	46.6 V	12.36 A	22.7%
CS3U-355PB-AG	355 W	39.4 V	9.02 A	46.8 V	9.59 A	17.7%
Bifacial Gain**	5% 373 W	39.4 V	9.47 A	46.8 V	10.07 A	18.6%
	10% 391 W	39.4 V	9.92 A	46.8 V	10.55 A	19.5%
	20% 426 W	39.4 V	10.82 A	46.8 V	11.51 A	21.2%
	30% 462 W	39.4 V	11.73 A	46.8 V	12.47 A	23.0%

Fonte: Canadian Solar, 2025.

4.2.4 UFV São Sebastião do Oeste

A UFV São Sebastião do Oeste segue a mesma orientação de rastreamento solar no eixo Leste-Oeste, porém, ao contrário das usinas mencionadas anteriormente, adota *trackers 1P*, que suportam uma única fileira de módulos, posicionados a uma altura de 1,45 m. O solo da usina é predominantemente terra vermelha, com pouca vegetação entre as fileiras de módulos FV.

Figura 63. Usina solar de São Sebastião do Oeste



Fonte: Google Maps, 2025.

O gerador fotovoltaico dessa usina é composto por módulos FV bifaciais vidro-vidro, que utilizam células monocristalinas e possuem uma potência nominal de 595 Wp. O modelo instalado, Risen RSM120-8-595BMDG, apresenta um fator de bifacialidade de $70 \pm 10\%$. Sua ficha técnica fornece os valores dos parâmetros elétricos considerando um ganho bifacial de 10%.

Figura 64. Dados técnicos módulo FV - UFV São Sebastião do Oeste

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG	RSM120-8-610BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage-Voc(V)	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90	42.20
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98	35.18
Maximum Power Current-Impp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Bifacial factor: 70±10(%) * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	644	649	655	660	666	671
Open Circuit Voltage-Voc(V)	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90	42.20
Short Circuit Current-Isc(A)	19.92	19.98	20.03	20.09	20.15	20.21
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98	35.18
Maximum Power Current-Impp(A)	18.81	18.87	18.92	18.98	19.03	19.09

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Fonte: Risen, 2025.

4.2.5 UFV Varginha

Já a UFV Varginha (Figura 65) também conta com um sistema de rastreamento solar no eixo Leste-Oeste, utilizando trackers 1P, mas com módulos instalados a uma altura ligeiramente inferior, de 1,35 m. O solo da usina mantém um revestimento uniforme de terra vermelha, com presença de vegetação escassa entre as estruturas dos módulos.

Figura 65. Vista aérea UFV Varginha



Fonte: Google Maps, 2025.

Os módulos FV dessa UFV são do tipo bifaciais vidro-vidro, compostos por células monocristalinas e potência nominal de 540 Wp. O modelo utilizado, Longi LR5-72HBD-540M, possui um fator de bifacialidade de $70 \pm 5\%$. Sua ficha técnica (Figura 66) apresenta os parâmetros elétricos para diferentes cenários de ganho bifacial, variando entre 5%, 10%, 15%, 20% e 25%.

Figura 66. Dados técnicos módulo FV - UFV Varginha

Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)						
Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A		Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61		5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26		10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91		15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56		20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21		25%

Fonte: Longi, 2025.

4.3 Ganho bifacial

A partir dos ensaios elétricos nos módulos FV bifaciais considerando as diferentes configurações propostas, foi avaliado o ganho bifacial para as UFVs estudadas, apresentadas na Figura 67.

Figura 67. Localização das UFVs estudadas



Fonte: Autor, 2025.

Conforme apresentado nas fichas técnicas dos módulos FV, o ganho bifacial é calculado pelos fabricantes pela seguinte equação:

$$Ganho\ Bifacial = \left(\frac{Potência_{(frontal+posterior)}}{Potência_{(frontal)}} - 1 \right) * 100\% \quad (30)$$

A avaliação do ganho bifacial foi realizada considerando os solos típicos de cada região onde a UFV está instalada, bem como o novo ganho bifacial adotando-se a aplicação da lona branca sob os módulos FV bifaciais.

O albedo da superfície do solo é influenciado por sua composição: solos claros, ricos em quartzo ou minerais de cor clara, tendem a refletir mais a radiação solar, enquanto solos escuros, ricos em óxidos de ferro (pigmentação vermelha/escuro) ou matéria orgânica, refletem menos. Essa característica tem implicações importantes para os sistemas fotovoltaicos bifaciais, uma vez que a radiação refletida pelo solo contribui para produção adicional de energia pela face posterior dos módulos FV. Solos de alta refletividade tendem a melhorar o desempenho bifacial, enquanto solos de baixa refletividade podem diminuir a eficiência relativa desses sistemas.

Para relacionar o ganho bifacial encontrado em determinada UFV com seu respectivo solo, foram coletadas amostras representativas do solo de cada usina para a realização do ensaio MEV/EDS, que combina a microscopia eletrônica de varredura (MEV) com a espectroscopia por energia dispersiva (EDS). Essa técnica permitiu uma análise detalhada da composição química dos diferentes tipos de solo. Os ensaios foram realizados no laboratório de Microscopia da PUC Minas (Figura 68).

Figura 68. Equipamento MEV para análise no laboratório de Microscopia da PUC Minas



Fonte: Autor, 2025.

As amostras foram armazenadas individualmente em recipientes limpos e devidamente etiquetados. Antes de iniciar os ensaios, as amostras passaram por um processo de trituração utilizando equipamento apropriado para evitar a contaminação metálica. Durante a montagem, uma pequena quantidade da amostra foi distribuída sobre um suporte metálico preparado com fita adesiva dupla face condutora.

Como as amostras de solo geralmente apresentam características isolantes, foi necessário recobri-las com uma fina camada metálica, como apresentado na Figura 69. Esse procedimento garantiu uma boa condutividade análise química por meio da técnica de espectroscopia por energia dispersiva (EDS).

Figura 69. Amostras de solo preparadas para análise MEV/EDS



Fonte: Autor, 2025.

Após a preparação, as amostras foram inseridas na câmara do microscópio eletrônico de varredura (MEV). Foi então realizada uma varredura da superfície das

amostras, obtendo imagens detalhadas que permitiram selecionar áreas representativas para análise. Posteriormente, utilizou-se o detector EDS acoplado ao MEV para identificar e quantificar os elementos químicos presentes nas amostras analisadas.

Os espectros obtidos revelaram a presença de silício (Si), oxigênio (O), alumínio (Al), ferro (Fe) e cobre (Cu), elementos característicos de minerais argilosos e óxidos de ferro comumente encontrados no solo. No entanto, a composição química variou entre as amostras, refletindo diferenças na concentração e distribuição desses elementos.

4.4 Incerteza de Medição

O modelo de cálculo de incerteza para as medições de um determinado ensaio depende da sua função de medição, ou equação que relaciona as grandezas de entrada para a obtenção das grandezas de saída, conhecidas como mensurando (INMETRO, 2012). Se uma medição depende apenas do sinal de um equipamento acrescido de suas correções, é tratada como medição direta, e sua equação apresenta apenas somas ou subtrações, a exemplo da medida hipotética de uma amostra $M_{amostra}$ representada pela seguinte equação:

$$M_{amostra} = M_{np} + M_{ccal} + M_{cres} \quad (31)$$

Em que M_{np} é a medida realizada em condição de algum nível de precisão (repetibilidade ou precisão intermediária) (INMETRO, 2012), M_{ccal} é a correção de calibração no nível da medida e M_{cres} é a correção de resolução do equipamento. Outras correções também podem ser aplicadas, mas, em geral, essas são as duas correções para as quais o analista já possui a informação de pronto. É importante destacar que nem sempre o meio intervalo declarado para uma grandeza de entrada já está na forma de um desvio-padrão, sendo necessário dividi-lo por um divisor específico de cada distribuição de probabilidade associada para transformá-lo numa incerteza-padrão (INMETRO, CICMA, SEPIN, 2012). Para correções de calibração, o divisor é o k declarado no certificado, e, para correções de resolução, o divisor é raiz de três para equipamentos digitais (distribuição retangular). Nesse caso, a

combinação de incertezas será dada pela raiz da soma quadrática das incertezas-padrão das três grandezas de entrada, uma vez que as variáveis são estatisticamente independentes e as derivadas parciais são todas iguais a 1 ou -1. Veja o exemplo do mensurando Potência Máxima P_{max} na seguinte equação:

$$P_{max} = P_{rep} + P_{ccal} + P_{cres} \quad (32)$$

Em que P_{rep} é a potência medida em condição de repetibilidade, P_{ccal} é a correção de calibração da potência, P_{cres} é a correção de resolução da potência. A incerteza de P_{max} , $u_{P_{max}}$ é dada pela equação a seguir (INMETRO, CICMA, SEPIN, 2012):

$$u_{P_{max}} = \sqrt{u_{P_{rep}}^2 + u_{P_{ccal}}^2 + u_{P_{cres}}^2} \quad (33)$$

Se uma medição depende do sinal de dois ou mais equipamentos ou da medida de duas ou mais propriedades diferentes, é tratada como medição indireta, e sua equação apresenta outros operadores que não apenas somas e subtrações. Nesse caso, a combinação de incertezas será dada pela raiz da soma quadrática das contribuições de incerteza, que, por sua vez, são definidas como o produto da incerteza-padrão pelo seu respectivo coeficiente de sensibilidade. As equações a seguir mostram outra forma de modelar a Potência máxima e sua incerteza-padrão:

$$P_{max} = (V_{MPrep} + V_{MPccal} + V_{MPcres})(I_{MPrep} + I_{MPccal} + I_{MPcres}) \quad (34)$$

$$u_{FF} = \sqrt{\left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPrep}} * u_{V_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPccal}} * u_{V_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPcres}} * u_{V_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPrep}} * u_{I_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPccal}} * u_{I_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPcres}} * u_{I_{MPcres}}\right)^2} \quad (35)$$

A modelagem de P_{max} por uma medição indireta, como produto entre o potencial e a corrente, permite desenvolver também o modelo do Fator de Forma (*Fill Factor*). A equação a seguir mostra a função de medição do fator FF.

$$FF = \frac{(V_{MPrep} + V_{MPccal} + V_{MPcres})(I_{MPrep} + I_{MPccal} + I_{MPcres})}{(V_{OCrep} + V_{OCccal} + V_{OCcres})(I_{SCrep} + I_{SCccal} + I_{SCcres})} \quad (36)$$

Em que V_{MP} se refere à tensão no ponto de potência máxima, I_{MP} é a corrente no ponto de potência máxima, V_{OC} é a tensão de circuito aberto e I_{SC} é a corrente de curto-circuito. Os demais sufixos de correções já foram anteriormente explicados. Dessa vez, não se pode omitir os termos das derivadas parciais, ou coeficientes de sensibilidade, pois eles são diferentes de 1 ou -1 e variam conforme os valores médios obtidos para as grandezas de entrada. A incerteza de FF, U_{FF} é dada pela seguinte equação:

$$u_{FF} = \sqrt{\left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPrep}} * u_{V_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPccal}} * u_{V_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPcres}} * u_{V_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPrep}} * u_{I_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPccal}} * u_{I_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPcres}} * u_{I_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCrep}} * u_{V_{OCrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCccal}} * u_{V_{OCccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCcres}} * u_{V_{OCcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCrep}} * u_{I_{SCrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCccal}} * u_{I_{SCccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCcres}} * u_{I_{SCcres}}\right)^2} \quad (37)$$

De forma semelhante à abordagem do FF, a modelagem do ganho bifacial (BF) também pode ser realizada por meio da seguinte equação:

$$BG = \frac{(V_{MPrep(c)} + V_{MPccal(c)} + V_{MPcres(c)}) * (I_{MPrep(c)} + I_{MPccal(c)} + I_{MPcres(c)})}{(V_{MPrep(f)} + V_{MPccal(f)} + V_{MPcres(f)}) * (I_{MPrep(f)} + I_{MPccal(f)} + I_{MPcres(f)})} - 1 \quad (38)$$

Em que as grandezas com o índice (c) se referem as medições obtidas pelo módulo FV completo, ou seja, com a contribuição das faces frontal e posterior, enquanto as grandezas com índice (f) se referem as medições obtidas apenas pela face frontal do módulo FV. A incerteza de BG, U_{BG} , possui a mesma estrutura da expressão da incerteza U_{FF} , substituindo as respectivas grandezas de entrada de FF pelas grandezas de BG.

5 RESULTADOS

A avaliação do desempenho dos módulos FV bifaciais instalados em usinas fotovoltaicas com diferentes tipos de solo encontrados no estado de Minas Gerais possibilitou a comparação dos resultados obtidos em regiões distintas.

5.1 Desenvolvimento do protocolo padrão para avaliação do desempenho elétricos e térmicos dos módulos FV bifaciais

A partir da avaliação de medições elétricas e térmicas em módulos bifaciais, foi possível desenvolver um protocolo padrão para a caracterização do desempenho de um módulo bifacial com diferentes condições de albedo, utilizando a radiação solar natural.

5.1.1 UFV Iguatama

O solo da UFV Iguatama possui um revestimento não uniforme de terra marrom avermelhada e vegetação rala, conforme Figura 70.

Figura 70. Gerador fotovoltaico e solo da UFV Iguatama

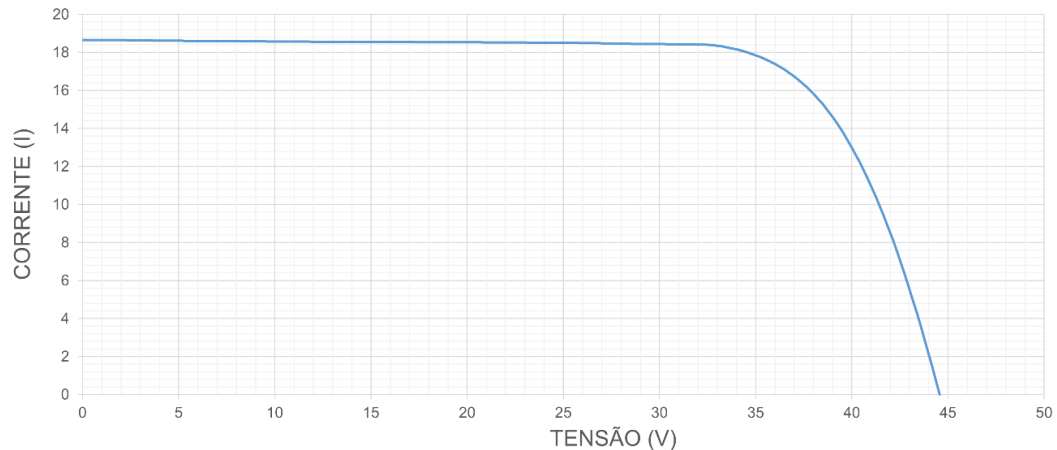


Fonte: Autor, 2025.

Foram realizados testes elétricos em três configurações distintas para comparar a produção de energia entre as faces frontal e posterior do módulo FV.

Inicialmente, foi medida a curva IxV do módulo completo, ou seja, nenhuma das faces do módulo FV bifacial estava coberta, Figura 71.

Figura 71. Curva IxV do módulo FV completo – UFV Iguatama



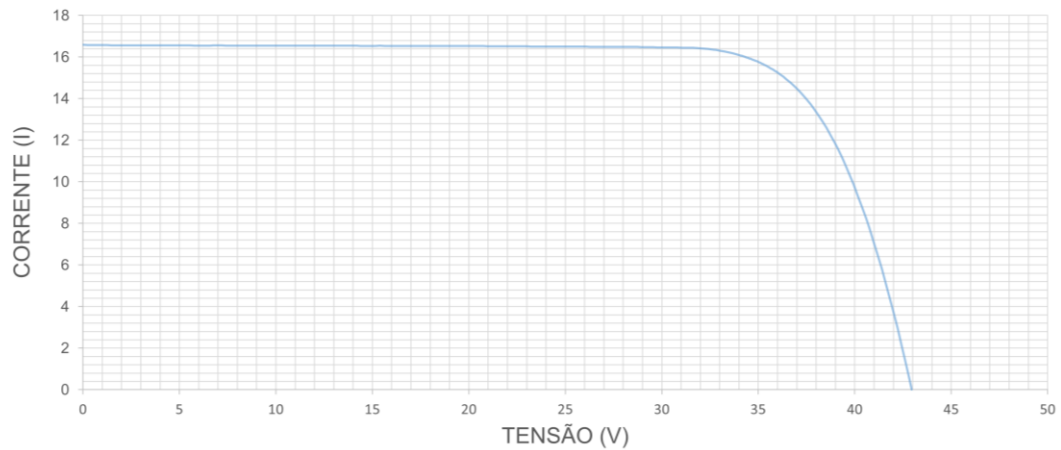
Fonte: Autor, 2025.

Nesta condição, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) igual a $626,3 \pm 1,0$ Wp, com a corrente de máxima potência (I_{MP}) igual a $17,53 \pm 0,03$ A e a tensão de máxima potência (V_{MP}) igual a $35,73 \pm 0,03$ V. Os outros fatores relevantes obtidos na curva são a corrente de curto-circuito (I_{SC}) igual a $18,65 \pm 0,03$ A, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) igual a $44,56 \pm 0,03$ V.

Após este procedimento, conforme Figura 42 (a), a face posterior do módulo FV foi coberta para eliminar qualquer influência em sua resposta elétrica. Foi traçada a curva IxV de modo a mensurar os parâmetros elétricos da face frontal do módulo, Figura 72.

Considerando apenas a face frontal, o módulo registrou uma potência máxima (P_{MAX}) de $551,9 \pm 1,0$ Wp, com corrente de máxima potência (I_{MP}) de $15,73 \pm 0,03$ A e a tensão de máxima potência (V_{MP}) de $35,09 \pm 0,03$ V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) foi de $16,58 \pm 0,03$ A, enquanto a tensão de circuito aberto (V_{OC}) foi de $42,95 \pm 0,03$ V. Esses valores resultaram em um fator de forma da curva de $0,775 \pm 0,002$.

Figura 72. Curva IxV da face frontal do módulo FV – UFV Iguatama

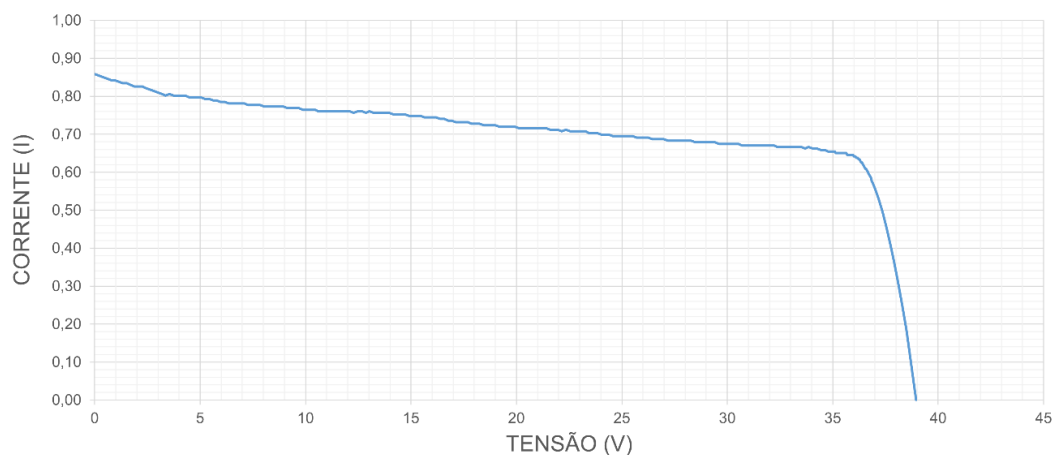


Fonte: Autor, 2025.

Ou seja, em relação à potência do módulo FV completo, considerando as faces frontal e posterior, verificou-se um ganho bifacial de $13,49\% \pm 0,27\%$. Esse ganho bifacial em Iguatama está associado ao albedo do solo local, medido em aproximadamente 0,10 (solo escuro com vegetação rala).

Em seguida, uma nova curva IxV foi obtida, cobrindo-se a face frontal do módulo, conforme Figura 42 (b). O resultado obtido, Figura 73, está diretamente relacionado ao ganho bifacial, uma vez que corresponde aos parâmetros elétricos medidos da face posterior do módulo.

Figura 73. Curva IxV da face posterior do módulo FV – UFV Iguatama



Fonte: Autor, 2025.

Considerando apenas a face posterior do módulo, foi medida a potência máxima (P_{MAX}) de $23,2 \pm 0,9$ Wp, com corrente de máxima potência (I_{MP}) igual a

0,65 ± 0,03 A e a tensão de máxima potência (V_{MP}) igual a 35,96 ± 0,03 V. A corrente de curto-circuito (I_{sc}) obtida para as células posteriores foi de 0,86 ± 0,03 A, confirmando o baixo nível de irradiância refletida pelo solo. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) medida foi igual a 38,96 ± 0,03 V.

As características elétricas encontradas em cada procedimento são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Características elétricas Curva IxV - UFV Iguatama

Características	Módulo FV (frontal + posterior)	Módulo FV (face frontal)	Módulo FV (face posterior)
Pmax (W)	626,3 ± 1,0	551,9 ± 1,0	23,2 ± 0,9
Voc (V)	44,56 ± 0,03	42,95 ± 0,03	38,96 ± 0,03
Isc (A)	18,65 ± 0,03	16,58 ± 0,03	0,86 ± 0,03
Vmp (V)	35,73 ± 0,03	35,09 ± 0,03	35,96 ± 0,03
Imp (A)	17,53 ± 0,03	15,73 ± 0,03	0,65 ± 0,03
Fator de forma	0,754 ± 0,002	0,775 ± 0,002	0,694 ± 0,034
Albedo	0,10	-	0,10
Ganho bifacial	13,49% ± 0,27%	-	-

Fonte: Autor, 2025.

É válido destacar a alteração na forma da curva obtida para a face posterior do módulo FV. A curva IxV para o módulo considerando as faces frontal e posterior, Figura 71, apresentou um fator de forma igual a 0,754 ± 0,002, enquanto a curva IxV referente à face posterior apresentou um fator de forma igual a 0,694 ± 0,034. Essa diferença ocorre devido ao sombreamento projetado na face posterior do módulo FV pelo tubo de torção do *tracker* e ao baixo nível de irradiância refletida na face posterior.

A IEC 61215 recomenda que o teste seja realizado em céu claro ou com poucas nuvens, pois a presença de nuvens pode causar rápidas variações na irradiância. A norma IEC 60891, que aborda a correção dos dados da curva I-V para condição padrão de teste, e algumas diretrizes da IEC 60904-9, relativa à uniformidade da

radiação em testes de desempenho, sugerem que a altura solar deve ser superior a 30° para minimizar efeitos atmosféricos indesejados, como absorção e dispersão da luz. No momento das medições as condições solares estavam estáveis com altura solar superior a 70 graus e presença de cobertura de nuvens limitada. O valor do albedo médio encontrado nestas condições foi de aproximadamente 0,10, conforme observado na Figura 74.

Figura 74. Gráfico de albedo UFV Iguatama



Fonte: Autor, 2025.

Neste sistema com rastreamento solar, verificou-se que o tubo de torção é a principal fonte de sombreamento da face posterior do módulo FV. Sendo assim, constatou-se que o sombreamento produzido pela estrutura de montagem diminuiu o ganho bifacial.

O tubo de torção da estrutura do sistema de rastreamento apresentava uma distância de aproximadamente 8 cm da face posterior dos módulos FV, Figura 75.

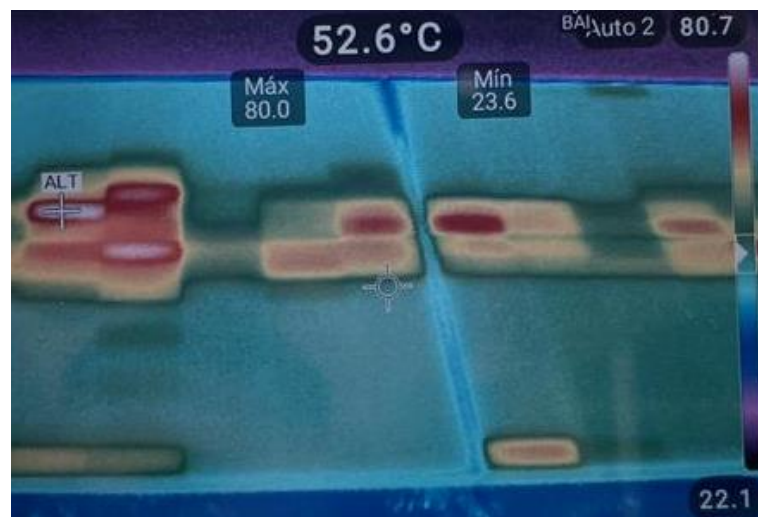
Figura 75. Distância do tubo de torção da estrutura de rastreamento solar em relação ao módulo



Fonte: Autor, 2025.

Uma inspeção termográfica foi realizada nas fileiras de módulos, utilizando a câmera de infravermelho Fluke Ti450. Foi verificado a temperatura média de aproximadamente 52 °C para as células dos módulos. Também se verificou a ocorrência de pontos quentes ao longo de todas as fileiras de módulos FV, onde as células solares situadas no centro dos módulos FV apresentavam uma variação superior de até 30 °C em relação a temperatura média do módulo, conforme Figura 76.

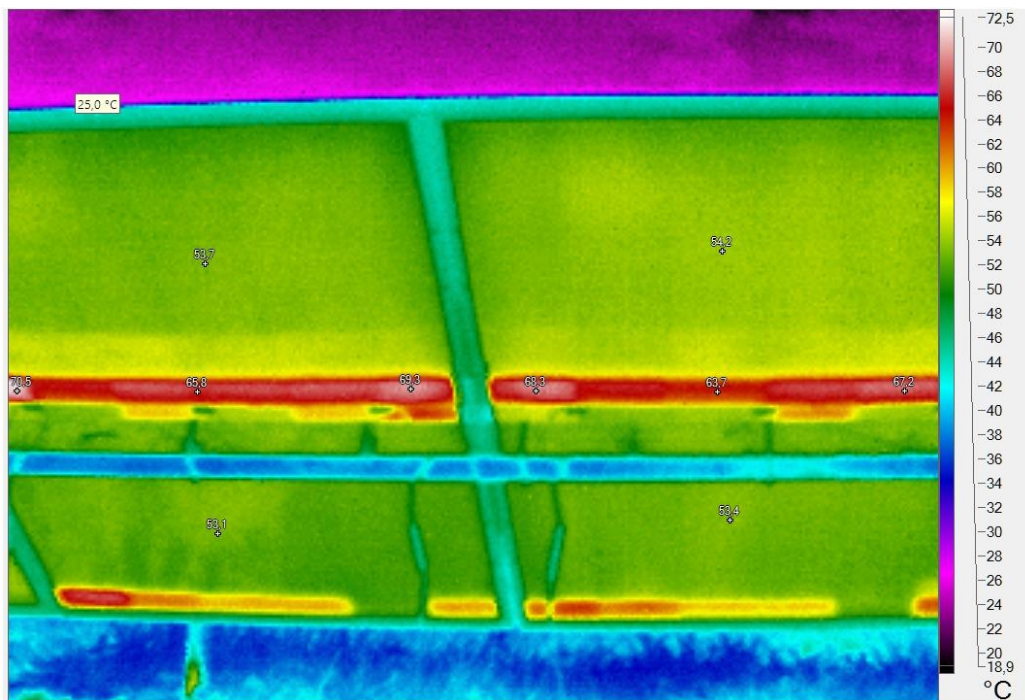
Figura 76. Termografia módulos FV utilizando a Fluke Ti450



Fonte: Autor, 2025.

A Figura 77 apresenta a distribuição de temperatura na face posterior dos módulos FV, indicando um aquecimento uniforme nas células sombreadas pelo tubo de torção da estrutura de rastreamento solar. As células fotovoltaicas sombreadas atingiram temperaturas na faixa de até 70 °C, enquanto a temperatura média do módulo FV era de aproximadamente 53 °C.

Figura 77. Termografia módulos FV – Usina Solar Iguatama



Fonte: Autor, 2025.

5.1.2 UFV Três Marias

A usina solar de Três Marias possui um gerador fotovoltaico monofacial com módulos FV de potência nominal de 395 Wp, montados em um sistema de rastreamento solar.

Este estudo avaliou o ganho adicional de energia na expansão da usina com novos arranjos fotovoltaicos de módulos bifaciais. Foram consideradas duas condições de solo: o natural, com terra vermelha e vegetação irregular, e a instalação de uma camada polimérica branca, que visa aumentar a radiação refletida e reduzir potenciais sombreamentos causados pelo crescimento da vegetação.

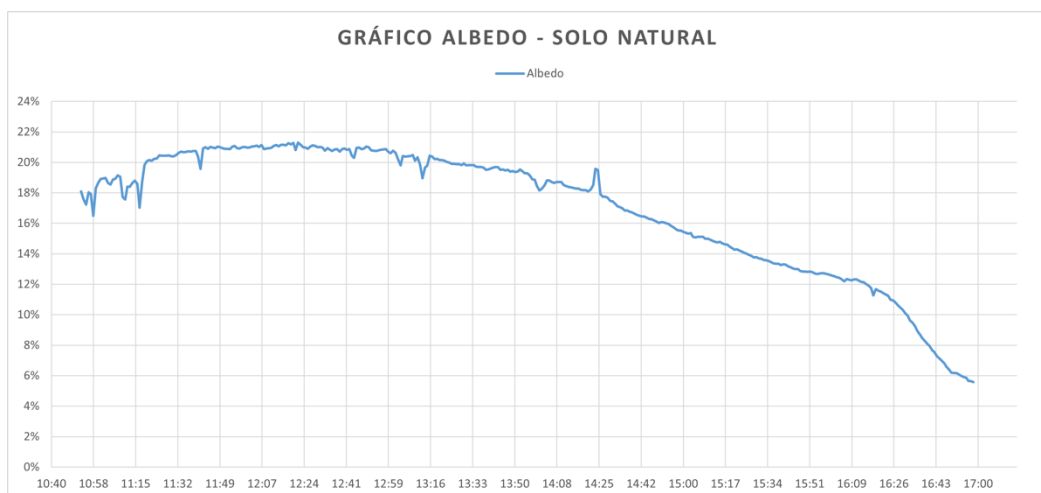
Figura 78. Medição do albedo solo natural



Fonte: Autor, 2025.

Conforme Figura 45 (a), instalou-se um albedômetro em local não sombreado com uma superfície representativa do solo. A partir dessa medição encontrou-se valores de albedo que variavam na faixa de 0,20 no período próximo ao meio-dia solar, apresentando um valor médio de 0,16 ao longo do dia, como observado na Figura 79.

Figura 79. Albedo solo natural – UFV Três Marias

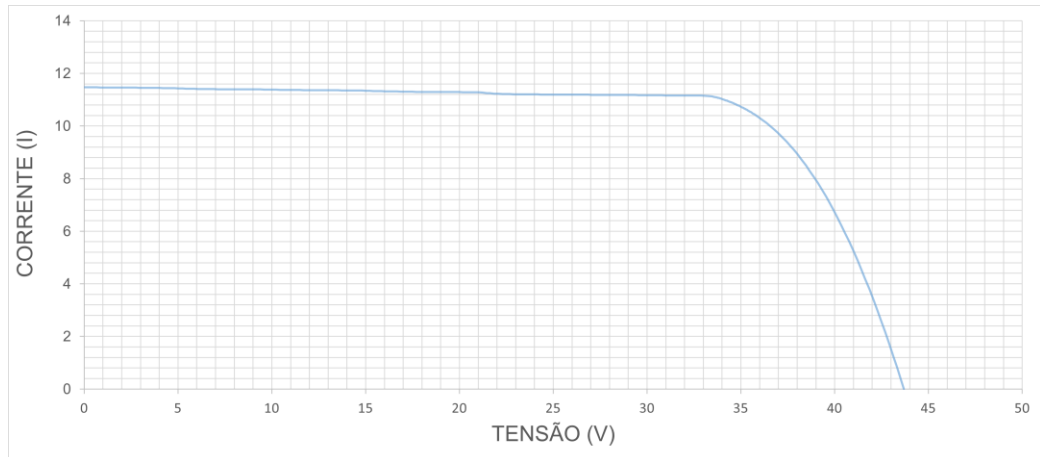


Fonte: Autor, 2025.

Para estimativa de ganho bifacial de um módulo, foram obtidas curvas IxV do módulo Trina Solar Duomax Twin TSM - DEG15MC.20(II), com potência igual a 405 Wp.

Analisando a Figura 80, para a condição de albedo com solo natural, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) igual a $375,9 \pm 0,9$ Wp, com a corrente de máxima potência (I_{MP}) de $10,86 \pm 0,03$ A e a tensão de máxima potência (V_{MP}) de $34,61 \pm 0,03$ V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) encontrada foi de $11,47 \pm 0,03$ A e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) de $43,68 \pm 0,03$ V.

Figura 80. Curva IxV do módulo bifacial considerando solo natural



Fonte: Autor, 2025.

Em seguida, instalou-se uma camada polimérica branca sob a fileira de módulos para quantificar o aumento da radiação refletida pelo solo, Figura 81.

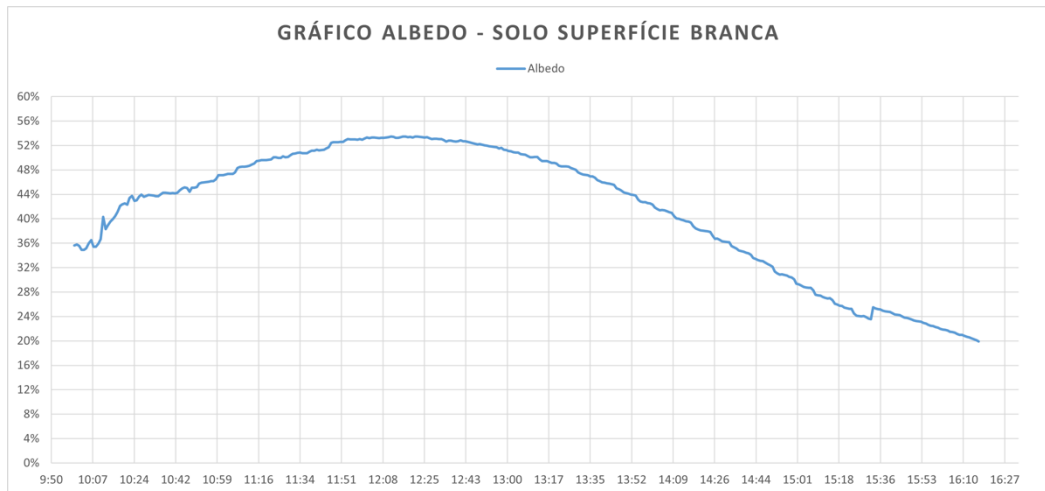
Figura 81. Medição da curva IxV com lona branca – UFV Três Marias



Fonte: Autor, 2025.

Quando a lona branca foi instalada, o albedo medido apresentou um aumento superior ao dobro do solo natural, atingindo picos de 0,50 durante a medição da curva I–V.

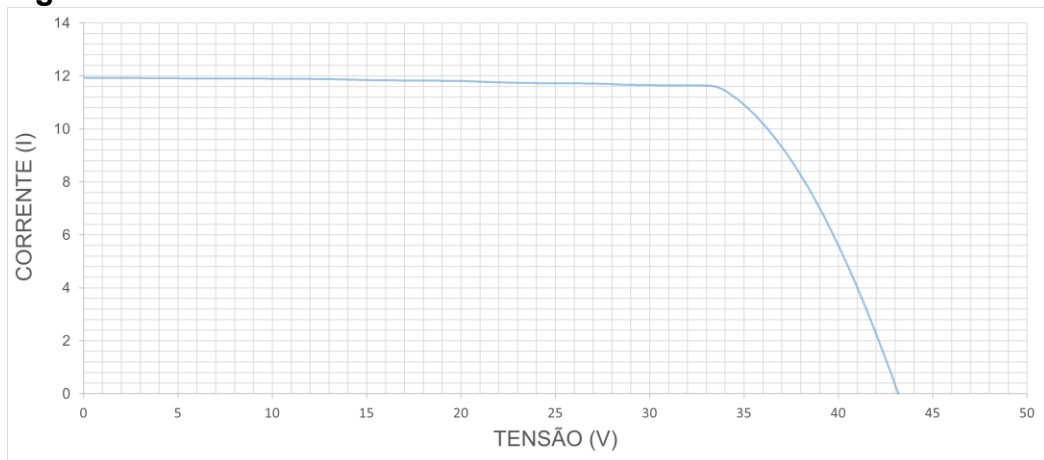
Figura 82. Albedo solo lona branca – UFV Três Marias



Fonte: Autor, 2025.

Após a instalação da camada polimérica branca no solo, o módulo atingiu a potência máxima (P_{MAX}) de $389,2 \pm 0,9$ Wp, com a corrente de máxima potência (I_{MP}) igual a $11,52 \pm 0,03$ A e a tensão de máxima potência (V_{MP}) igual a $33,78 \pm 0,03$ V. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) encontrada foi de $11,93 \pm 0,03$ A e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) igual a $43,17 \pm 0,03$ V.

Figura 83. Curva IxV do módulo bifacial - solo com cobertura branca



Fonte: Autor, 2025.

Embora o albedo tenha aumentado mais de duas vezes, o ganho nos parâmetros elétricos foi bem menor. Com a aplicação da lona branca, a potência nominal do módulo aumentou em 3,5%.

Esses resultados revelam uma correlação não linear entre albedo e ganho bifacial: dobrar ou até triplicar a refletividade do solo não implica dobrar a produção adicional da face posterior.

Isso ocorre porque, no balanço global, a face frontal continua sendo a maior responsável pela produção (a irradiância direta na face frontal do módulo FV é muito maior que a refletida). Outros limitantes também podem ser analisados, como por exemplo, já havia alguma irradiância difusa e refletida na condição de solo natural, e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) do módulo FV não aumenta ilimitadamente. No caso, subiu de 11,47 A (solo natural) para 11,93 A (lona branca), um aumento de aproximadamente 4%, indicando que a face posterior forneceu corrente adicional, mas possivelmente já próxima à saturação para o ângulo solar do momento das medições.

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) praticamente não se alterou (43,68 V para 43,17 V), e o fator de forma manteve-se aproximadamente 0,75, indicando que o módulo FV operou no mesmo regime, apenas com leve incremento de corrente.

Tabela 6. Características elétricas Curva I_xV - UFV Três Marias

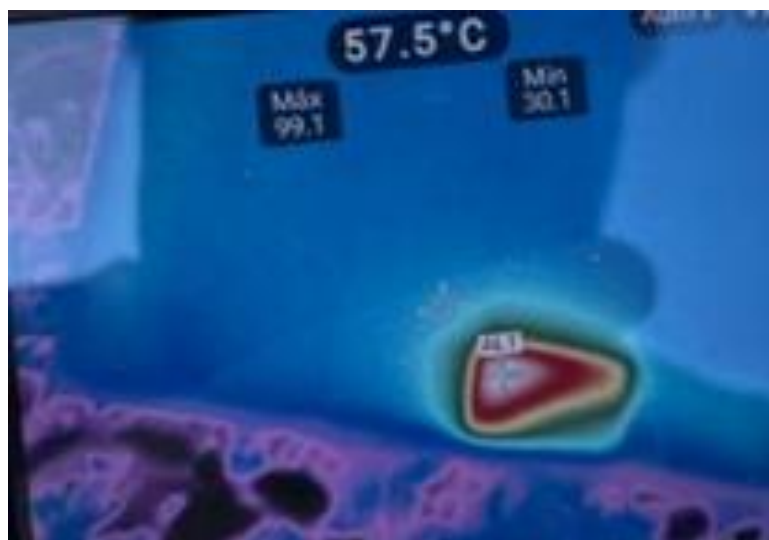
Características	Módulo FV (Solo natural)	Módulo FV (Lona branca)
P_{max} (W)	375,9 ± 0,9	389,2 ± 0,9
V_{oc} (V)	43,68 ± 0,03	43,17 ± 0,03
I_{sc} (A)	11,47 ± 0,03	11,93 ± 0,03
V_{mp} (V)	34,61 ± 0,03	33,78 ± 0,03
I_{mp} (A)	10,86 ± 0,03	11,52 ± 0,03
Fator de forma	0,750 ± 0,002	0,755 ± 0,002
Albedo	0,21	0,51

Fonte: Autor, 2025

Após o ensaio de curva I_xV , foi realizada uma inspeção termográfica na UFV Três Marias para identificar possíveis pontos quentes. Análises termográficas

demonstraram que a vegetação próxima aos módulos FV ocasionava sombreamento em células FV, resultando na formação de pontos quentes. Conforme ilustrado na Figura 84, foram registradas temperaturas de células FV de até 99 °C, enquanto a temperatura média do módulo FV permanecia em torno de 57 °C.

Figura 84. Pontos quentes causados pela vegetação local – UFV Três Marias



Fonte: Autor, 2025.

Verificou-se que a aplicação de uma camada polimérica sob as fileiras de módulos FV pode mitigar o crescimento da vegetação no entorno. Ou seja, além de refletir mais radiação solar, a lona atua como barreira física contra plantas, reduzindo sombreamentos irregulares, e conseqüente redução de pontos quentes.

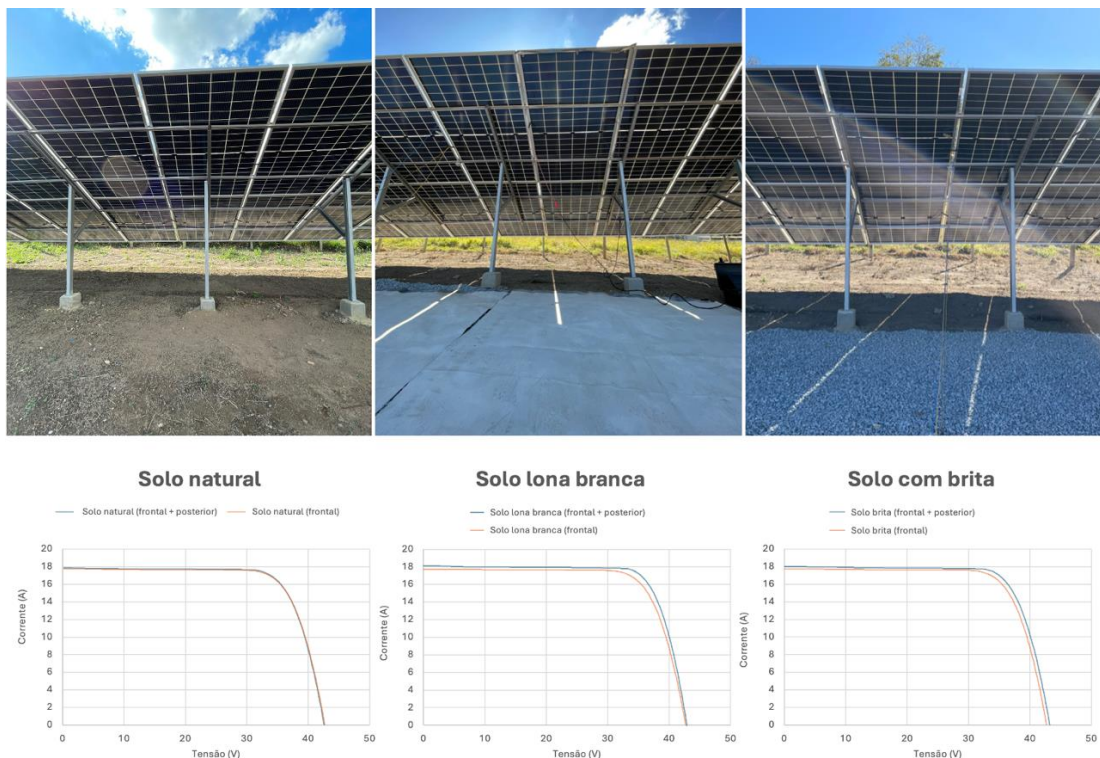
O aumento na potência do gerador fotovoltaico pode justificar o investimento na aquisição de uma ampla área com camada polimérica branca. No entanto, observou-se um acúmulo significativo de poeira e sujeira sobre a camada polimérica após sua instalação no solo, o que tende a reduzir sua capacidade de refletir a radiação solar ao longo do tempo. Assim, torna-se necessária a realização de limpezas periódicas, o que implica em custos de manutenção adicionais.

Portanto, o ganho adicional de energia deve ser confrontado com o custo e a dificuldade de manter áreas extensas cobertas por material branco limpo. Essa conclusão está alinhada com outros trabalhos que mostraram que superfícies de alto albedo podem elevar o ganho bifacial, mas requer manutenção.

5.1.3 UFV Itaguara

Na UFV Itaguara foram analisados diferentes tipos de albedo, considerando três superfícies distintas: solo natural da região, cobertura com brita e cobertura com lona branca, como observado na Figura 85.

Figura 85. Procedimento curva IxV - UFV Itaguara: solo natural da região, cobertura com lona branca e cobertura com brita.



Fonte: Autor, 2025.

É importante destacar que os valores de albedo observados foram inferiores ao registrados em usinas equipadas com sistemas de rastreamento solar no eixo Leste-Oeste. Essa diferença se deve à configuração fixa com dois módulos e à declividade negativa do terreno de 10%, fatores que contribuíram para o aumento do sombreamento entre as fileiras de módulos FV. No caso do solo natural mediu-se albedo de apenas 0,03. A baixa reflectância do solo, somada ao sombreamento da estrutura, fez com que o ganho bifacial inicial fosse praticamente desprezível, indicando um ganho bifacial na faixa de apenas 0,66% com o solo natural.

Como observado na Tabela 7, em comparação ao solo natural, a superfície coberta com brita apresentou um ganho bifacial aproximadamente seis vezes superior

(3,72%), decorrente do aumento do albedo para 0,04, que representa uma elevação de 33%. A potência máxima do módulo FV aumentou de $573,2 \pm 1,1$ W (solo natural) para $594,5 \pm 1,2$ W (solo com brita).

Já com a lona branca, o albedo teve um incremento de 67% em relação ao solo natural, com valor de 0,05. A potência máxima chegou a $606,2 \pm 4,5$ W, revelando um ganho bifacial de 5,75%, aproximadamente nove vezes superior ao encontrado para o solo natural.

Tabela 7. Medições Módulos Bifaciais para diferentes albedos - UFV Itaguara

Características	Módulo Frontal	Solo natural (frontal + posterior)	Solo lona branca (frontal + posterior)	Solo com brita (frontal + posterior)
Pmax (W)	$573,2 \pm 1,1$	$577,0 \pm 1,5$	$606,2 \pm 4,5$	$594,5 \pm 1,2$
Voc (V)	$42,70 \pm 0,03$	$42,63 \pm 0,06$	$433,04 \pm 0,23$	$43,20 \pm 0,07$
Isc (A)	$17,74 \pm 0,03$	$17,88 \pm 0,03$	$18,19 \pm 0,08$	$18,03 \pm 0,03$
Vmp (V)	$34,33 \pm 0,03$	$34,20 \pm 0,07$	$35,01 \pm 0,24$	$34,71 \pm 0,03$
Imp (A)	$16,70 \pm 0,03$	$16,85 \pm 0,03$	$17,31 \pm 0,05$	$17,13 \pm 0,03$
Fator de forma	$0,757 \pm 0,002$	$0,757 \pm 0,002$	$0,774 \pm 0,008$	$0,763 \pm 0,002$
Albedo	-	0,03	0,05	0,04
Ganho bifacial	-	$0,66\% \pm 0,32\%$	$5,75\% \pm 0,80\%$	$3,72\% \pm 0,28\%$

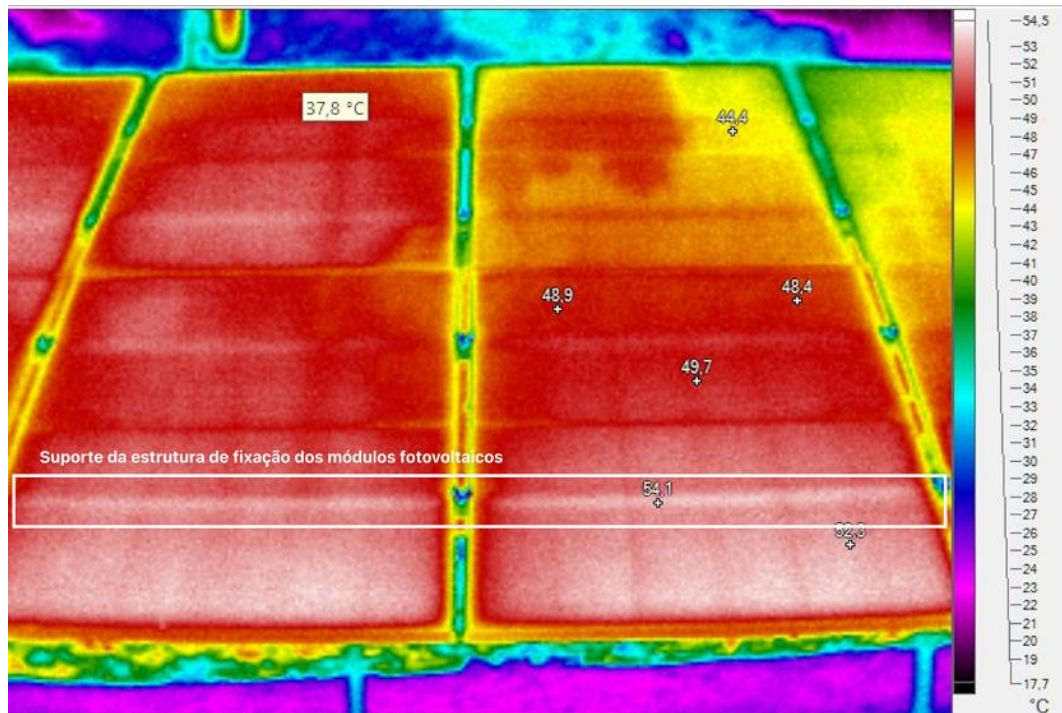
Fonte: Autor, 2025.

Essas medições evidenciaram que superfícies refletivas melhoram proporcionalmente o desempenho bifacial, porém em magnitude limitada. Mesmo com a lona branca, o ganho permaneceu abaixo de 6%. A principal razão foi a configuração física da UFV Itaguara: declividade negativa do solo e estrutura de montagem fixa contribuem para sombreamento do solo e conseqüente diminuição da radiação refletida para a face posterior dos módulos FV.

Apesar de ser essencial para o sistema, a estrutura fixa causa sombreamento constante na face posterior dos módulos FV bifaciais, reduzindo a absorção da radiação refletida pelo solo. Esse sombreamento leva a perdas de energia e até ao

surgimento de potenciais pontos quentes, conforme mostra a Figura 86, o que pode comprometer o desempenho do sistema a longo prazo.

Figura 86. Detalhe do aquecimento causado pela estrutura de fixação dos módulos bifaciais – UFV Itaguara



Fonte: Autor, 2025.

Em resumo, os resultados iniciais confirmaram experimentalmente que módulos FV bifaciais instalados sobre superfícies de baixo albedo ($\leq 0,1$) apresentam ganhos modestos de produção, entre 1% e 6%. No entanto, a elevação do albedo por meio do uso de superfícies claras ou brancas pode multiplicar esses ganhos, ainda que de forma não linear. Além disso, fatores como altura de instalação, uso de rastreamento solar e sombreamento estrutural exercem influência sobre o desempenho do módulo FV bifacial.

5.2 Avaliação do desempenho de módulos FV bifaciais em diferentes localidades de Minas Gerais

O ganho bifacial foi avaliado para as usinas localizadas em diferentes latitudes no estado de Minas Gerais. A avaliação contemplou usinas de grande porte instaladas em terrenos com solos típicos de cada região.

A Tabela 8 apresenta o resumo do ganho bifacial encontrado para as diferentes localidades e configurações de solo natural e lona branca, facilitando a comparação entre as regiões.

Tabela 8. Localizações das usinas solares avaliadas

UFV	Condição	Albedo	Ganho Bifacial (%)	Comparação Solo x Lona Branca
Mirabela	Solo Natural	0,062	5,99 ± 0,65	-
	Lona Branca	0,078	8,83 ± 0,54	47%
Pirapora	Solo Natural	0,074	6,50 ± 0,65	-
	Lona Branca	0,107	10,37 ± 0,59	59%
Corinto	Solo Natural	0,075	4,32 ± 1,57	-
	Lona Branca	0,084	9,43 ± 1,47	118%
São Sebastião do Oeste	Solo Natural	0,078	4,71 ± 0,30	-
	Lona Branca	0,142	8,46 ± 0,42	80%
Varginha	Solo Natural	0,055	8,70 ± 0,69	-
	Lona Branca	0,116	9,33 ± 0,57	7%

Fonte: Autor, 2025.

Nota-se na Tabela 8 que o ganho bifacial com solo natural variou de aproximadamente 4% até aproximadamente 9% entre as UFVs, apesar dos albedos naturais estarem todos na faixa estreita de 0,055 a 0,078. Ou seja, diferenças de albedo da ordem de centésimos resultaram em diferenças de ganho de alguns pontos percentuais. Isso indica que outros fatores, principalmente condições climáticas e configuração do sistema, influenciaram fortemente.

A aplicação de lona branca nas áreas ao redor dos módulos FV resultou em aumento do ganho bifacial em todas as UFVs avaliadas, embora em diferentes intensidades. A UFV Corinto apresentou a maior variação relativa, com um salto de 4,32% para 9,43% no ganho bifacial, um incremento de 118%, em decorrência do aumento do albedo de 0,075 para 0,084. Em contraste, a UFV Varginha apresentou variação mínima: seu ganho passou de 8,70% para 9,33% (apenas +7% relativo), mesmo com uma elevação mais significativa do albedo, de 0,055 para 0,116.

As demais usinas fotovoltaicas apresentaram resultados intermediários: UFV Mirabela (+47%), UFV Pirapora (+59%) e UFV SSO (+80%) de incremento relativo no ganho bifacial após a aplicação da lona branca, em comparação ao solo natural. Essas variações evidenciam que o impacto de aumentar o albedo depende do contexto.

UFVs com ganho bifacial inicial mais limitado, seja por baixa reflectância natural do solo ou por geometrias pouco favoráveis à captação da radiação refletida, apresentaram uma melhora relativa maior após aplicação da lona branca.

O caso da UFV Corinto, com ganho bifacial reduzido na condição do solo natural, exemplifica esse comportamento ao mais que dobrar seu desempenho com a aplicação da superfície refletiva. Por outro lado, a UFV Varginha, que já apresentava desempenho elevado em solo natural, demonstrou estar próxima de um ponto de saturação, no qual o aumento da reflectância, embora expressivo, apresentou retornos menores de ganho bifacial. Essa saturação pode estar relacionada à predominância da radiação difusa na composição do ganho bifacial.

Essa tendência também é verificada por Ghafiri et al. (2024), cujo estudo realizado no Canadá observou que, ao aumentar o albedo de aproximadamente 0,2 para 0,5, o ganho bifacial cresceu de cerca de 15% para 20%, confirmando que a influência do albedo tende a ser menor quando a radiação difusa já representa parcela significativa do ganho.

5.2.1 UFV Mirabela

O solo da UFV Mirabela possui um revestimento não uniforme, predominando a terra vermelha com muita vegetação entre as fileiras de módulos FV, conforme observado na Figura 87.

A presença abundante de vegetação nas áreas ao redor dos módulos FV reduz significativamente o albedo local, uma vez que a cobertura do solo por plantas limita a reflectância da superfície. Esse efeito foi observado na UFV Mirabela, onde se registrou um albedo natural médio de 0,062, um dos menores valores entre todos os locais avaliados nesta etapa. Essa condição evidencia como a vegetação pode impactar negativamente o desempenho bifacial, ao reduzir a quantidade de radiação refletida disponível para aproveitamento pela face posterior do módulo FV.

Figura 87. Imagens das medições curva IxV – UFV Mirabela



Fonte: Autor, 2025.

Na UFV Mirabela, verificou-se um ganho bifacial de $5,99\% \pm 0,65\%$, enquanto a P_{max} foi de $358,4 \pm 1,8$ Wp para o albedo de 0,062 do solo natural. Ao cobrir o solo com a lona branca, o albedo aumentou para 0,078, elevando o ganho bifacial para $8,83\% \pm 0,54\%$, o que representa um crescimento relativo de 47%.

Tabela 9. Medições Módulos Bifaciais - UFV Mirabela

Usina	Condição	P_{max} (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Albedo
Módulo 1 - Completo	Solo Natural	$358,4 \pm 1,8$	$51,56 \pm 0,11$	$10,00 \pm 0,03$	$38,92 \pm 0,12$	$9,21 \pm 0,04$	0,062
Módulo 1 - Frontal	Solo Natural	$338,2 \pm 1,2$	$50,65 \pm 0,06$	$9,66 \pm 0,03$	$38,38 \pm 0,05$	$8,81 \pm 0,03$	-
Módulo 1- Posterior	Solo Natural	$10,8 \pm 1,0$	$43,35 \pm 0,03$	$0,36 \pm 0,03$	$39,71 \pm 0,05$	$0,27 \pm 0,03$	0,056
Módulo 2 – Completo	Lona Branca	$366,2 \pm 1,1$	$51,53 \pm 0,03$	$10,32 \pm 0,03$	$38,27 \pm 0,05$	$9,57 \pm 0,03$	0,078
Módulo 2 – Frontal	Lona Branca	$336,5 \pm 1,3$	$50,79 \pm 0,06$	$9,60 \pm 0,03$	$38,19 \pm 0,09$	$8,81 \pm 0,03$	-
Módulo 2- Posterior	Lona Branca	$22,7 \pm 1,0$	$44,68 \pm 0,03$	$0,65 \pm 0,03$	$40,30 \pm 0,03$	$0,56 \pm 0,03$	0,065

Fonte: Autor, 2025.

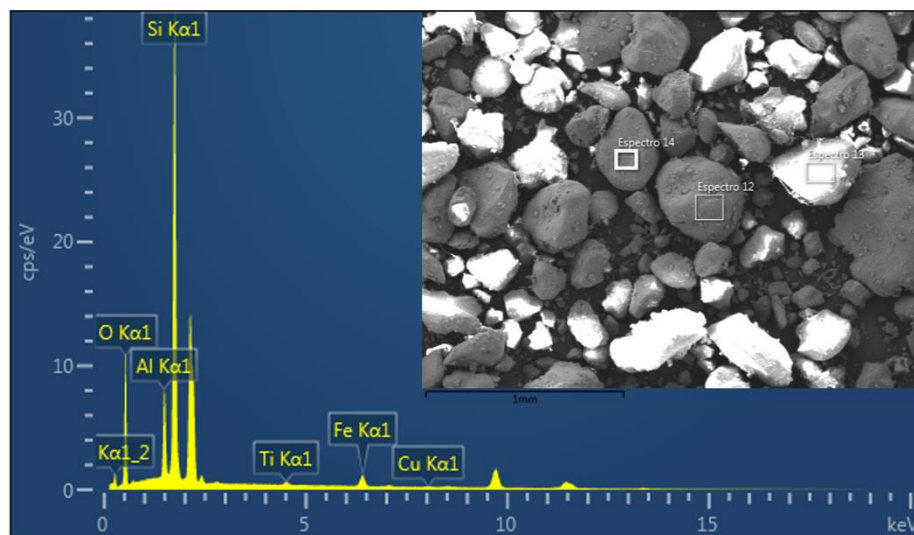
Os dados completos referentes à UFV Mirabela, apresentados na Tabela 9, revelam aspectos sobre o impacto do albedo. Foi realizada a medição de dois módulos: o “módulo 1”, instalado sobre solo natural, e o “módulo 2”, posicionado sobre a lona branca. Na condição do solo natural, o módulo FV operando com ambas as faces expostas apresentou P_{max} de 358,4 W, enquanto a mesma amostra com a face posterior coberta (simulando operação monofacial) apresentou P_{max} de 338,2 W. A

diferença de 20,2 W corresponde a um ganho bifacial aproximado de 6%, que é atribuído à contribuição da radiação refletida pelo solo.

Com a aplicação da lona branca, o módulo FV operando com ambas as faces expostas atingiu uma potência máxima (Pmax) de 366,2 W. Quando operando apenas com a face frontal (com a posterior coberta), a Pmax registrada foi de 336,5 W. Essa diferença de 29,7 W indica um ganho bifacial de aproximadamente 8,8%, evidenciando o impacto positivo do aumento do albedo sobre o desempenho do módulo FV. Observa-se, portanto, que a corrente de curto-circuito (Isc) proveniente da face posterior praticamente dobrou com a utilização da lona branca, passando de aproximadamente 0,36 A para cerca de 0,65 A, resultado diretamente associado ao aumento do albedo da superfície refletora.

A amostra de solo de Mirabela apresentou picos expressivos de silício (Si) e oxigênio (O), e picos menores de alumínio (Al), ferro (Fe) e cobre (Cu). O titânio (Ti) também é identificado, embora em baixa concentração. Os espectros EDS sugerem fortemente que a maior parte do solo é composta por quartzo (SiO_2).

Figura 88. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Mirabela



Fonte: Autor, 2025.

Na imagem obtida por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) da amostra de solo da UFV Mirabela, observa-se uma distribuição granulométrica relativamente uniforme, com partículas apresentando formatos arredondados, com superfícies suaves. Essa característica morfológica sugere que se trata de partículas arenosas,

possivelmente grãos de quartzo que sofreram intemperismo para terem seus cantos originalmente angulosos suavizados.

Não são observados grandes fragmentos angulosos, como verificado na amostra da UFV Corinto, mas sim uma distribuição predominante de grãos médios, com contornos arredondados, intercalados com materiais de granulometria fina que preenchem os espaços entre eles. A rugosidade superficial dos grãos individuais em Mirabela é relativamente baixa, apresentando superfícies lisas. Entretanto, o arranjo aleatório desses grãos cria um relevo globalmente irregular.

A amostra de Mirabela exibe menor sombreamento interno, pois os espaços porosos mais amplos favorecem uma reflexão difusa da luz entre os grãos. Além disso, a coloração mais clara desses grãos potencializa a refletância do material. Consequentemente, do ponto de vista óptico, o solo de Mirabela tende a apresentar alta refletividade em comparação com as amostras analisadas neste estudo.

A UFV Mirabela evidenciou que, mesmo com o solo apresentando baixo albedo devido à presença de vegetação, foi possível alcançar um ganho bifacial de aproximadamente 6%. Com a implementação de uma cobertura polimérica branca, esse ganho aumentou para cerca de 9%, demonstrando o potencial de otimização do desempenho bifacial por meio da elevação da refletância do solo. Essa melhoria pode ser obtida tanto pela utilização de superfícies refletoras, como a lona branca, quanto pela remoção da vegetação, considerando que o solo exposto de Mirabela tende a apresentar maior refletividade sob o ponto de vista óptico.

5.2.2 UFV Pirapora

Conforme ilustrado na Figura 89, o solo da UFV Pirapora apresenta um revestimento heterogêneo, com predominância de solo marrom-amarelado e presença significativa de vegetação entre as fileiras de módulos fotovoltaicos. Embora a vegetação esteja presente, sua densidade é inferior à observada na UFV Mirabela.

Figura 89. Imagens das medições curva IxV – UFV Pirapora



Fonte: Autor, 2025.

Em Pirapora, o valor inicial de albedo encontrado para o solo natural foi de 0,074 para um ganho bifacial de $6,50\% \pm 0,65\%$, com P_{max} de $325,2 \pm 1,3$ Wp. Após a execução do teste com a lona branca, o albedo subiu para 0,107 e o ganho bifacial chegou a $10,37\% \pm 0,59\%$, um aumento expressivo de 59 % em comparação com o solo natural.

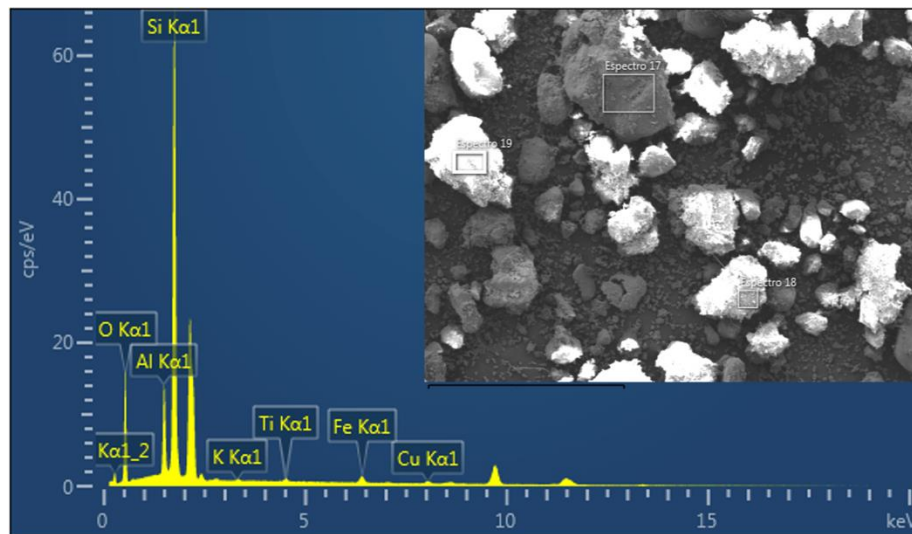
Tabela 10. Medições Módulos Bifaciais - UFV Pirapora

Usina	Condição	P_{max} (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Albedo
Módulo 1 - Completo	Solo Natural	$325,2 \pm 1,3$	$51,07 \pm 0,04$	$9,40 \pm 0,03$	$37,68 \pm 0,09$	$8,63 \pm 0,03$	0,074
Módulo 1 - Frontal	Solo Natural	$305,4 \pm 1,4$	$50,28 \pm 0,04$	$8,95 \pm 0,03$	$37,34 \pm 0,08$	$8,18 \pm 0,03$	-
Módulo 1- Posterior	Solo Natural	$13,3 \pm 1,0$	$42,77 \pm 0,03$	$0,46 \pm 0,03$	$38,66 \pm 0,06$	$0,34 \pm 0,03$	0,070
Módulo 2 – Completo	Lona Branca	$325,0 \pm 1,3$	$50,25 \pm 0,07$	$9,52 \pm 0,03$	$36,92 \pm 0,10$	$8,80 \pm 0,03$	0,107
Módulo 2 – Frontal	Lona Branca	$294,4 \pm 1,0$	$49,67 \pm 0,05$	$8,67 \pm 0,03$	$36,74 \pm 0,04$	$8,01 \pm 0,03$	-
Módulo 2- Posterior	Lona Branca	$25,2 \pm 1,0$	$44,09 \pm 0,03$	$0,76 \pm 0,03$	$39,10 \pm 0,03$	$0,65 \pm 0,03$	0,100

Fonte: Autor, 2025.

A amostra de solo de Pirapora exibiu resultados semelhantes aos de Mirabela, com picos significativos de silício (Si), oxigênio (O), e alumínio (Al), além de menores intensidades de ferro (Fe), cobre (Cu) e titânio (Ti).

Figura 90. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Pirapora



Fonte: Autor, 2025.

Na imagem MEV da amostra de solo de Pirapora, percebe-se uma semelhança parcial com a amostra de Corinto. Observam-se alguns grupos ou partículas maiores, com formatos irregulares, rodeados por partículas muito pequenas. Esses grãos maiores podem ser formados principalmente por quartzo ou fragmentos de argila mais endurecida, enquanto as partículas pequenas ao redor podem indicar argila macia, provavelmente do tipo caulinita.

Algumas dessas partículas maiores têm superfícies um pouco ásperas, não tão lisas quanto as típicas de quartzo puro, indicando que podem ser, na realidade, pequenos pedaços compostos por óxidos de ferro.

Assim, a amostra de Pirapora apresenta uma combinação de áreas muito ásperas (argilosas) e outras mais granulares e claras (ricas em quartzo). No geral, a superfície é bastante irregular, com pequenos espaços e cavidades entre as partículas. Em relação à refletividade, a amostra de solo da UFV Pirapora se encontra em uma posição intermediária: o quartzo claro presente aumenta a reflexão comparado a solos muito argilosos, mas a presença dominante de argila amarela e óxidos de ferro reduz a refletividade quando comparada ao solo de Mirabela.

A própria coloração do solo da UFV Pirapora (marrom-amarelado) indica isso. Mesmo assim, a UFV Pirapora apresentou um albedo um pouco maior que a UFV Mirabela, que tinha maior densidade de vegetação. Esse fato reforça que a presença de vegetação contribui de forma significativa para irregularidade do albedo.

A textura irregular do solo de Pirapora também gera mais sombras internas, o que diminui ainda mais a refletividade.

Em caso de haver matéria orgânica escura misturada ao solo, como sugerido pela presença de carbono (C) detectado em um ponto, ela também pode contribuir para escurecer a superfície, especialmente quando o solo está úmido, reduzindo o contraste criado pelos grãos de quartzo.

5.2.3 UFV Corinto

O solo da UFV Corinto apresenta um revestimento não uniforme, predominando a coloração marrom claro, com presença de vegetação entre as fileiras de módulos FV, conforme observado na Figura 91.

Figura 91. Imagens das medições curva IxV – UFV Corinto



Fonte: Autor, 2025.

Em Corinto, o solo natural apresentou um albedo de 0,075, com um ganho bifacial de $4,32\% \pm 1,57\%$ e P_{max} de $276,9 \pm 1,2$ Wp. Apesar do albedo medido similar a UFV Pirapora, o ganho bifacial verificado foi menor. A resposta está na estrutura *tracker* 2P que suporta duas fileiras de módulos na posição vertical e no horário que a medida foi realizada. A medida foi realizada em um horário do dia em que o Sol se encontrava com uma altura solar mais baixa, impactando o ganho bifacial.

Com a lona branca, o albedo subiu para 0,084, enquanto o ganho bifacial saltou para $9,43\% \pm 1,47\%$, representando um aumento significativo de 118% em termos de ganho bifacial. Essa ordem de ganho bifacial foi observada nas UFV Pirapora e UFV Mirabela.

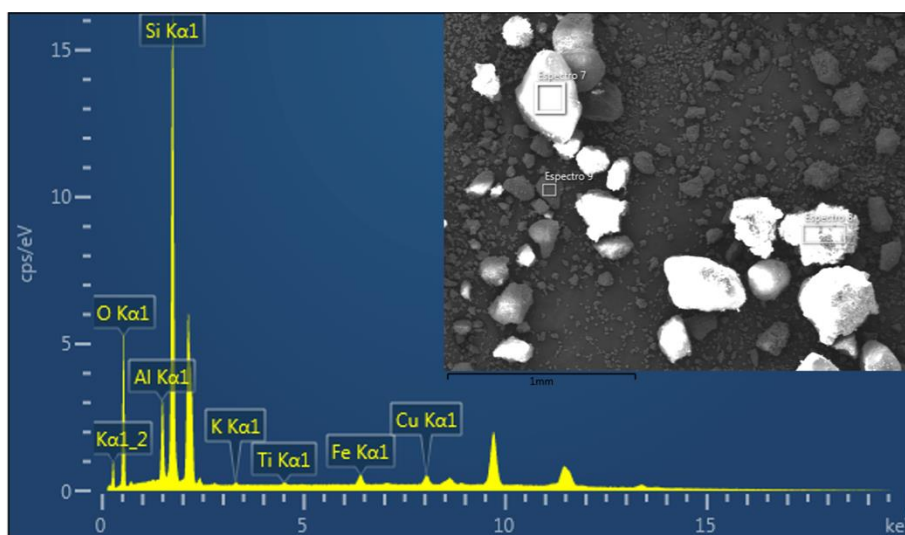
Tabela 11. Medições Módulos Bifaciais - UFV Corinto

Usina	Condição	Pmax (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Albedo
Módulo 1 - Completo	Solo Natural	276,9 ± 1,2	44,61 ± 0,03	9,09 ± 0,05	33,18 ± 0,09	8,34 ± 0,03	0,075
Módulo 1 - Frontal	Solo Natural	265,4 ± 3,8	44,49 ± 0,12	8,75 ± 0,12	33,10 ± 0,10	8,02 ± 0,11	-
Módulo 1- Posterior	Solo Natural	9,7 ± 0,8	37,46 ± 0,03	0,38 ± 0,03	33,52 ± 0,16	0,29 ± 0,03	0,070
Módulo 2 – Completo	Lona Branca	294,3 ± 1,1	44,66 ± 0,04	9,73 ± 0,03	33,12 ± 0,07	8,89 ± 0,03	0,084
Módulo 2 – Frontal	Lona Branca	269,0 ± 3,5	44,12 ± 0,04	8,94 ± 0,12	32,90 ± 0,07	8,17 ± 0,10	-
Módulo 2- Posterior	Lona Branca	19,2 ± 0,9	38,93 ± 0,07	0,68 ± 0,03	35,27 ± 0,06	0,54 ± 0,03	0,084

Fonte: Autor, 2025.

Na amostra de solo de Corinto, o silício (Si) apresentou um pico expressivo, seguido pelo oxigênio (O). Também foram identificados picos menos intensos de potássio (K), ferro (Fe), cobre (Cu) e titânio (Ti).

Figura 92. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Corinto



Fonte: Autor, 2025.

Nas imagens obtidas por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) da amostra de solo da UFV Corinto (Figura 92), observam-se partículas maiores, com

formatos variados. Essas partículas estão distribuídas sobre uma matriz composta por grãos muito menores e de textura fina.

As partículas maiores apresentam faces relativamente lisas ou planas, indicando possivelmente que sejam fragmentos de minerais duros, compatíveis com grãos de quartzo ou fragmentos rochosos. Circundando e entre esses grãos maiores, encontra-se uma matriz porosa formada por partículas finas, que conferem uma característica agregada ao material.

A rugosidade global da superfície da amostra é elevada devido ao contraste entre os grãos maiores e expostos e a massa de partículas menores, que criam uma topografia irregular. Essa estrutura favorece um significativo sombreamento interno, uma vez que a luz incidente pode penetrar entre os grãos maiores e ser absorvida pelas partículas finas de tonalidade mais escura, ricas em óxidos de ferro e matéria orgânica, localizadas nas áreas mais profundas.

Dessa forma, mesmo apresentando uma quantidade considerável de quartzo, conhecido por sua reflectância elevada, a refletividade efetiva do solo analisado de Corinto tende a ser moderada. A fração fina do solo, devido à presença predominante de óxidos de ferro, apresenta uma coloração avermelhada a amarronzada, contribuindo para um escurecimento geral do solo. Por outro lado, os fragmentos claros de quartzo funcionam como pontos específicos de maior brilho.

Em síntese, a refletividade do solo da amostra de Corinto pode ser classificada como intermediária: menor que a de um solo arenoso puro, porém levemente superior à de solos avermelhados homogêneos, devido ao efeito combinado dos grãos claros de quartzo.

5.2.4 UFV São Sebastião do Oeste (SSO)

O solo da UFV São Sebastião do Oeste possui um revestimento uniforme de terra vermelha, com pouca vegetação entre as fileiras de módulos FV (Figura 93).

Figura 93. Imagens das medições curva IxV – UFV São Sebastião do Oeste



Fonte: Autor, 2025.

Na UFV SSO, o albedo do solo natural foi de 0,078 com um ganho bifacial de $4,71\% \pm 0,30\%$ e P_{max} de $642,9 \pm 1,5$ Wp. A lona branca elevou o albedo para 0,142 e o ganho bifacial para $8,46\% \pm 0,42\%$, refletindo um aumento de 80% no ganho bifacial.

A Tabela 12 apresenta os resultados de potência obtidos para a UFV SSO, evidenciando o impacto da utilização de lona branca no ganho bifacial. Em solo natural, o módulo operando com ambas as faces expostas registrou uma potência máxima (P_{max}) de 642,9 W, enquanto o mesmo módulo operando apenas com a face frontal alcançou 614,0 W, resultando em um ganho bifacial de aproximadamente 4,7%. Com a lona branca, a P_{max} do módulo completo subiu para 664,2 W, enquanto a potência da face frontal isolada foi de 612,4 W, indicando um ganho bifacial de 8,46%.

Tabela 12. Medições Módulos Bifaciais - UFV São Sebastião do Oeste

Usina	Condição	P_{max} (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Albedo
Módulo 1 - Completo	Solo Natural	$642,9 \pm 1,5$	$45,63 \pm 0,03$	$19,10 \pm 0,03$	$35,90 \pm 0,05$	$17,91 \pm 0,03$	0,078
Módulo 1 - Frontal	Solo Natural	$614,0 \pm 1,1$	$46,14 \pm 0,04$	$18,22 \pm 0,03$	$36,21 \pm 0,03$	$16,96 \pm 0,03$	-
Módulo 1- Posterior	Solo Natural	$23,2 \pm 0,9$	$39,68 \pm 0,03$	$0,75 \pm 0,03$	$36,06 \pm 0,03$	$0,64 \pm 0,03$	0,072
Módulo 2 – Completo	Lona Branca	$664,2 \pm 2,0$	$45,48 \pm 0,03$	$19,67 \pm 0,03$	$35,46 \pm 0,06$	$18,73 \pm 0,05$	0,142
Módulo 2 – Frontal	Lona Branca	$612,4 \pm 1,4$	$46,31 \pm 0,04$	$18,17 \pm 0,03$	$36,25 \pm 0,05$	$16,89 \pm 0,03$	-

Módulo 2- Posterior	Lona Branca	44,2 ± 0,9	40,98 ± 0,03	1,35 ± 0,03	37,33 ± 0,03	1,19 ± 0,03	0,142
------------------------	----------------	---------------	-----------------	----------------	-----------------	----------------	-------

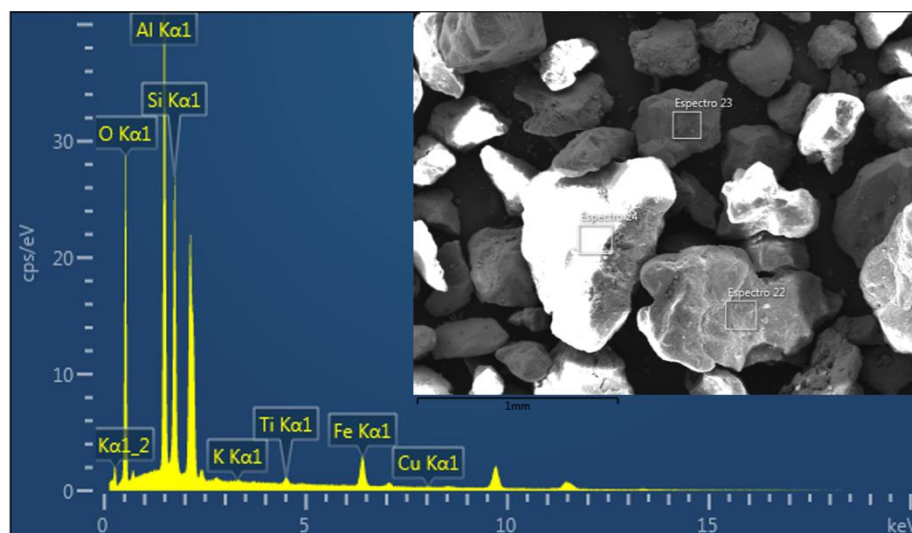
Fonte: Autor, 2025.

Um ponto que chama atenção é o elevado valor de potência medido na face frontal, sugerindo que o módulo utilizado possui uma capacidade nominal superior à informada na etiqueta. Essa prática é relativamente comum entre alguns fabricantes, que fornecem módulos com potência ligeiramente acima do valor especificado em ficha técnica como forma de compensar a degradação inicial por exposição à luz (LID – *Light-Induced Degradation*), garantindo que o módulo FV entregue sua potência nominal mesmo após esse efeito. Considerando que a UFV SSO havia sido recentemente comissionada no momento das medições, essa hipótese se revelou plausível.

Além disso, foi observado um aumento expressivo na corrente de curto-circuito da face posterior com a aplicação da lona branca, passando de aproximadamente 0,75 A para 1,35 A. Esse crescimento indica uma significativa elevação na quantidade de radiação refletida disponível para captação pela face posterior do módulo FV, contribuindo diretamente para o aumento do ganho bifacial.

A amostra de solo da UFV São Sebastião do Oeste mostrou composição química mista, situando-se entre Pirapora e Varginha, com destaque para o alumínio como um elemento presente em quantidades significativas apresentando o pico mais expressivo.

Figura 94. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de São Sebastião do Oeste



Fonte: Autor, 2025.

Na imagem MEV da amostra de solo da UFV SSO, observa-se uma mistura de partículas com tamanhos variados. Destacam-se alguns fragmentos maiores que têm formas arredondadas ou ligeiramente angulares, e algumas superfícies planas. Um grão grande específico (identificado como espectro 24 na Figura 94) possui uma face relativamente lisa, indicando ser possivelmente um pedaço de rocha. Ao redor desses fragmentos maiores, encontram-se muitas partículas de tamanho intermediário e uma quantidade significativa de partículas pequenas preenchendo os espaços.

As partículas maiores têm diferentes níveis de rugosidade: algumas superfícies parecem lisas, sugerindo que podem ser feitas de quartzo e outras são cobertas por pequenos grãos ou pó, provavelmente óxido de ferro depositado.

No geral, a estrutura do solo da UFV SSO é porosa e irregular, mas talvez menos desorganizada do que o solo da UFV Pirapora, por conter grãos maiores que ajudam a refletir mais luz. Quanto à refletividade, espera-se que o solo da UFV SSO tenha um albedo um pouco maior que o solo da UFV Pirapora, coerente com os 0,078 medidos em SSO, em comparação com o albedo de 0,074 em Pirapora. Uma vez que o solo da UFV SSO tem mais quartzo relativo e provavelmente menos óxidos de ferro no total.

A coloração do solo da UFV SSO é um vermelho-amarronzado claro, devido ao teor de ferro. A superfície irregular, com sulcos e grãos empilhados, reduz um pouco a luz refletida diretamente, criando sombras internas. Se a superfície fosse mais uniforme ou coberta por uma fina camada de pó, a refletividade poderia ser um pouco maior. Como nos demais solos avaliados, quando o solo fica úmido, a refletividade diminui significativamente. Assim, o solo da UFV SSO tende a refletir um pouco mais de radiação solar do que o solo da UFV Pirapora, devido à presença mais evidente de grãos claros de quartzo.

5.2.5 UFV Varginha

A UFV Varginha está na região mais ao sul analisada, com um solo de coloração avermelhada forte, com mínima presença de vegetação entre as fileiras de módulos FV, Figura 95.

Figura 95. Imagens das medições curva IxV – UFV Varginha



Fonte: Autor, 2025.

Por fim, na usina de Varginha, o solo natural apresentou um albedo de 0,055 e um ganho bifacial de $8,70\% \pm 0,69\%$, com uma P_{max} de 558,3 Wp (Tabela 13). Com a lona branca, o albedo subiu para 0,116 e o ganho bifacial para $9,33\% \pm 0,57\%$. Apesar do incremento do albedo, o aumento do ganho bifacial registrado foi de apenas 7% em relação ao solo natural.

Tabela 13. Medições Módulos Bifaciais - UFV Varginha

Usina	Condição	P_{max} (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Albedo
Módulo 1 - Completo	Solo Natural	558,3 $\pm 3,3$	56,99 $\pm 0,09$	14,16 $\pm 0,03$	42,22 $\pm 0,07$	13,22 $\pm 0,08$	0,055
Módulo 1 - Frontal	Solo Natural	513,6 $\pm 1,1$	55,33 $\pm 0,04$	13,66 $\pm 0,03$	40,93 $\pm 0,03$	12,55 $\pm 0,03$	-
Módulo 1- Posterior	Solo Natural	13,3 $\pm 1,1$	46,76 $\pm 0,03$	0,38 $\pm 0,03$	42,83 $\pm 0,04$	0,31 $\pm 0,03$	0,050
Módulo 2 – Completo	Lona Branca	544,1 $\pm 2,3$	54,70 $\pm 0,03$	14,35 $\pm 0,03$	40,41 $\pm 0,11$	13,46 $\pm 0,05$	0,116
Módulo 2 – Frontal	Lona Branca	497,7 $\pm 1,5$	54,65 $\pm 0,03$	13,49 $\pm 0,03$	40,26 $\pm 0,05$	12,36 $\pm 0,03$	-
Módulo 2- Posterior	Lona Branca	32,2 $\pm 1,1$	48,75 $\pm 0,06$	0,85 $\pm 0,03$	44,99 $\pm 0,04$	0,72 $\pm 0,03$	0,115

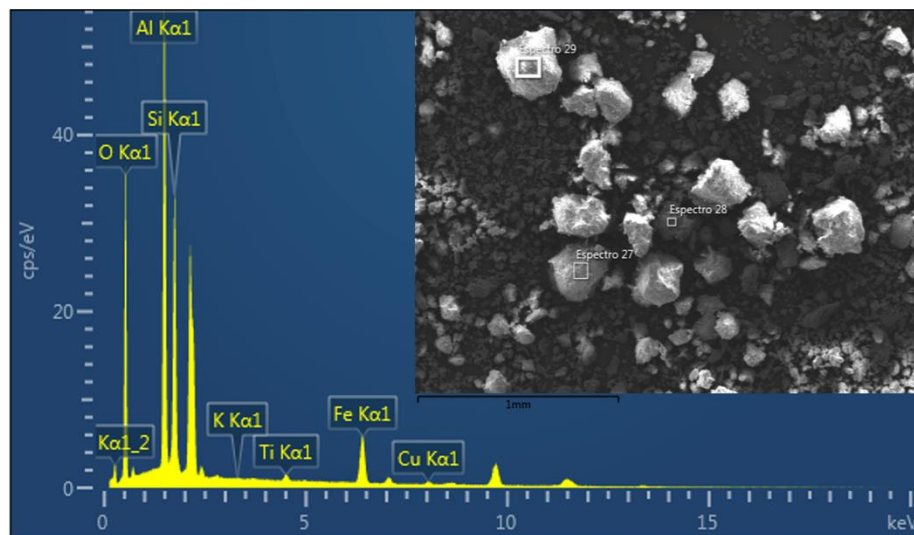
Fonte: Autor, 2025.

Na amostra coletada na UFV Varginha, o alumínio se destacou como um elemento presente em quantidades significativas, assim como na UFV São Sebastião do Oeste. Isso sugere que a composição mineralógica dos solos nessas localidades contém minerais ricos em alumínio. É notável que o alumínio (Al) apresentou o pico

mais expressivo para as amostras dessas duas cidades, que estão localizadas em regiões mais ao Sul do estado de Minas Gerais.

Na imagem MEV da amostra de solo da UFV Varginha (Figura 96), observa-se um material predominantemente fino e compacto. Diferentemente das amostras de Mirabela e Corinto, não são facilmente percebidos grãos maiores de quartzo isolados. Ao contrário, a imagem mostra muitas partículas pequenas, agrupadas de maneira muito densa. Alguns grupos maiores de argila, identificados como espectros 27, 28 e 29, possuem superfícies irregulares, com muitas partículas muito pequenas aderidas.

Figura 96. Espectroscopia por energia dispersiva (EDS) Solo Natural de Varginha



Fonte: Autor, 2025.

Em escala microscópica, a superfície desse solo é bastante áspera, com poros muito pequenos distribuídos por toda a amostra. De maneira simplificada, a estrutura da amostra de solo da UFV Varginha é típica de solos muito argilosos, apresentando partículas pequenas agrupadas com muitos espaços vazios entre elas. Não há superfícies lisas que possam refletir diretamente a luz. Por isso, a luz que incide sobre o solo acaba sendo refletida em várias direções, sendo parcialmente absorvida pelas partículas escuras (vermelhas ou marrons), o que reduz bastante a refletividade total.

Assim, o solo da UFV Varginha tende a apresentar a menor refletividade entre as amostras estudadas. De fato, o albedo do solo natural da UFV Varginha foi o menor de todos: 0,055. A presença significativa de óxidos de ferro (que dão uma cor vermelha forte) e material orgânico contribuem para tornar o solo ainda mais escuro, além de

criar sombras internas devido à estrutura porosa. Mesmo em condições secas, solos muito argilosos e vermelhos têm refletividade baixa. E quando úmido, tendem a ter refletividade ainda menor, pois a água preenche os pequenos poros e escurece a superfície do solo (MARION, 2021).

Apesar disso, o ganho bifacial medido foi o mais elevado entre os casos analisados, atingindo $8,70\% \pm 0,69\%$, com uma potência máxima (P_{max}) próxima de 558 W, conforme apresentado na Tabela 13. Esse resultado à primeira vista parece contraditório, uma vez que foi obtido em condições de albedo relativamente baixo. No entanto, a provável explicação está nas condições atmosféricas predominantes durante as medições, realizadas em um dia com presença de nuvens finas, que favoreceram uma maior incidência de radiação difusa. Nessas situações, enquanto a face frontal do módulo FV perde parte da irradiância direta, a face posterior continua recebendo radiação difusa proveniente do céu circundante. Como consequência, a diferença relativa entre as contribuições frontal e posterior diminui, elevando o ganho bifacial em termos percentuais.

6 CONCLUSÕES

Este estudo apresentou uma avaliação inédita do desempenho de módulos FV bifaciais em diferentes pontos de Minas Gerais, evidenciando como características de solo e clima influenciam o ganho bifacial.

Na UFV Iguatama, com albedo próximo de 0,10, verificou-se ganho bifacial de aproximadamente 13%, confirmando a contribuição limitada do solo escuro.

Na UFV Três Marias, demonstrou-se experimentalmente que cobrir o solo com cobertura polimérica branca maximiza o albedo até aproximadamente 0,50. Apesar disso, ocorreu aumento modesto da potência do módulo FV em aproximadamente 3,5%. Este incremento na potência do gerador fotovoltaico pode justificar o investimento em uma ampla área revestida por camada polimérica branca. Contudo, o acúmulo progressivo de sujeira sobre essa superfície após sua instalação no solo compromete sua eficiência em maximizar a reflexão da radiação solar ao longo do tempo. Dessa forma, torna-se imprescindível a realização de limpezas periódicas, gerando custos adicionais de manutenção. Assim, ao considerar essa abordagem, é essencial avaliar cuidadosamente o equilíbrio entre o ganho adicional de produção de energia e os desafios e despesas associados à manutenção da limpeza de grandes superfícies revestidas com coberturas poliméricas de cor branca.

A UFV Itaguara, que apresenta sistema fixo, apresentou ganho bifacial quase nulo (<1%) para o solo natural, devido a sombras estruturais e reflectância ínfima. Já a aplicação de coberturas claras, como a brita e lona polimérica branca, elevaram-no gradativamente até aproximadamente 6%, mostrando que mesmo nessas condições adversas há melhora significativa com superfícies refletivas.

As UFVs Mirabela e Pirapora registraram ganhos bifaciais entre 6% e 7% em condições de solo natural. No entanto, com a remoção da vegetação, seja expondo o solo mais claro ou aplicando lona branca, os ganhos podem ser elevados para a faixa de 9% a 10%.

Por outro lado, as UFVs Corinto e São Sebastião do Oeste apresentaram ganhos bifaciais mais modestos, variando entre 4% e 5% com o solo natural. Com o aumento do albedo por meio da aplicação de lona branca, ambas alcançaram ganhos entre 8% e 9%.

A UFV Varginha, de forma surpreendente, apresentou um dos maiores ganhos bifaciais, cerca de 8,7%, mesmo sob condições de baixo albedo. Esse desempenho é

atribuído à maior difusividade da radiação solar no local, ou seja, uma fração mais significativa da radiação difusa foi captada por ambas as faces dos módulos durante as medições. Com a lona branca, o ganho aumentou marginalmente, atingindo aproximadamente 9,3%. Essa conclusão é relativa ao dia de medição, no qual houve maior incidência de radiação difusa.

Maximizar a reflectância do entorno dos módulos pode elevar a produção bifacial, porém o ganho bifacial pode não compensar o custo. Por exemplo, com a aplicação da lona branca, a potência nominal do módulo aumentou em 3,5% nas medições realizadas na UFV Três Marias. Uma melhoria modesta que deve ser avaliada contra despesas de implantação e manutenção. Alternativas como usar brita clara ou manter o solo limpo e compactado (sem vegetação alta) podem ser soluções intermediárias mais viáveis. Deve-se considerar também o fator sujidade: superfícies claras acumulam poeira e escurecem rapidamente, exigindo limpeza frequente para sustentar um albedo alto

A gestão da vegetação nas áreas ao redor dos módulos FV deve ser realizada com atenção e rigor. Embora a vegetação rasteira e uniforme possa contribuir modestamente para o aumento do albedo, devido à reflectância de algumas gramíneas claras, a presença abundante de vegetação nativa geralmente reduz consideravelmente o albedo local, uma vez que a cobertura vegetal limita a capacidade de reflexão do solo. Esse impacto foi evidente nas usinas fotovoltaicas de Mirabela e Pirapora, onde a vegetação densa comprometeu o desempenho esperado. Além disso, o crescimento excessivo da vegetação representa um risco adicional, ao causar sombreamentos parciais que afetam diretamente a produção de energia e podem provocar pontos quentes nos módulos FV. Assim, recomenda-se a implementação de rotinas periódicas de roçada e, sempre que possível, o uso de coberturas como brita branca ou manta polimérica branca nos corredores entre fileiras de módulos, visando assegurar o desempenho ideal dos sistemas fotovoltaicos ao longo do tempo.

Ao projetar usinas bifaciais, deve-se considerar o perfil climático. Em locais com alto nível de irradiação direta, como por exemplo o Norte de Minas Gerais, recomenda-se estudar estratégias para otimizar o albedo do solo, através de mantas reflexivas brancas sob os módulos ou mesmo a aplicação de brita ou pedras brancas, se economicamente viável. Em locais com nebulosidade frequente, estratégias de albedo

podem ter retornos menores e a prioridade deve ser minimizar quaisquer obstruções físicas à captação da irradiação solar pela face posterior do módulo FV.

Os resultados obtidos servem também para calibrar modelos de previsão de produção de energia através de gerador bifacial em MG. Ferramentas de simulação (PVsyst, etc.) muitas vezes assumem valores de albedo genéricos (0,2 para solo claro, 0,3 para concreto, 0,5 para neve, etc). Este trabalho mostrou que solos reais variam de 0,05 (terra argilosa) a 0,16 (terra arenosa/vegetação) em MG, portanto usar 0,2 pode superestimar o ganho se não houver correção. Em contrapartida, simuladores não capturam facilmente efeitos de radiação difusa alta, e Varginha provou que mesmo com albedo baixo houve ganho bifacial alto. Logo, equipes de engenharia devem usar dados locais medidos de albedo sempre que possível, e considerar cenários de ganho bifacial conservadores para garantias contratuais, especialmente se o solo for escuro.

Adicionalmente, o estudo validou procedimentos de campo (curvas I–V com uma face coberta) que podem ser incorporados como rotina de comissionamento para verificar em campo o ganho bifacial real e comparar com o especificado pelos fabricantes, aumentando a segurança de desempenho esperado.

7 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.** Maio/2017.

APPELBAUM, J. *Bifacial photovoltaic panels field*. **Renewable Energy**, v.85, p.338–343, 2016.

AYADI, O.; JAMRA, M.; JABER, A.; AHMAD, L.; ALNAQEP, M. **An Experimental Comparison of Bifacial and Monofacial PV Modules**. 12th International Renewable Engineering Conference (IREC), Amman, Jordan, 2021.

AYALA, P.; MUÑOZ, C.; OSORIO, N.; HERNÁNDEZ, C.; ZURITA, F.; GUTIERREZ, V.; RAMIREZ, G.; MANCILLA, F.; VALDIVIA, P.; CUEVAS, F.; FERRADA, P. **Bifacial technology performance compared with three commercial monofacial PV technologies under outdoor high irradiance conditions at the Atacama Desert**. In: IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), 2018. Proceedings... p.672–675.

AZEVEDO, K. L. R.; BRAGA, M.; RÜTHER, R. **Estudo de caso sobre incidência e padrões de trincas em módulos fotovoltaicos de silício bifaciais vidro-vidro de grande área**. In: *X Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, 2024, Natal. Anais... Natal: ABENS, 2024. p. 1–8.

BORDINA, N. M. et al. **Radiation energy transducing device**. US Patent 3,278,811, depositado em 1974, concedido em 11 out. 1966.

BRAGA, Daniel Sena; KAZMERSKI, Lawrence L.; CASSINI, Denio Alves; CAMATTA, Vinícius; DINIZ, Antonia Sônia A. C. **Performance of bifacial PV modules under different operating conditions in the State of Minas Gerais, Brazil**. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, [S.l.], v. 8, p. 23, 2023.

CUEVAS, A.; LUQUE, A.; EGUREN, J.; DEL ALAMO, J. **50 per cent more output power from an albedo collecting flat panel using bifacial solar cells**. *Solar Energy*, v.29, n.5, p.419–420, 1982.

DE BONA, N.; BRAGA, M.; PIRES, A. M.; RÜTHER, R. **Análise comparativa de produtividade entre sistemas fotovoltaicos de CdTe e multi-Si bifacial instalados em um rastreador de um eixo**. In: **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**, Florianópolis, 2022. Florianópolis: UFSC, 2022.

DE SOTO, W.; KLEIN, S.A.; BECKMAN, W.A. **Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance**. *Solar Energy*, Elsevier. 2006.

DEL CANIZO, C.; MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I.; TOBIAS, I.; LUQUE, A. **Analysis of a technology for CZ bifacial solar cells**. *IEEE Transactions on Electron Devices*, v. 48, n. 10, p. 2337-2341, out. 2001.

DELINE, C.; MACALPINE, S.; MARION, B.; TOOR, F.; ASGHARZADEH, A.; STEIN, J. S. **Assessment of bifacial photovoltaic module power rating methodologies – inside and out**. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v.7, n.2, p.575–580, 2017.

DIAS, D. L.; RAMPINELLI, G. A.; NOFUENTES, G.; TEJERO, J. A.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.; BREMERMAN, L. E. **Performance assessment of bifacial and monofacial PV systems on different types of soils in a low-latitude site**. *Renewable Energy*, v.246, art.122868, 2025.

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. - **Solar engineering of thermal processes**. 4 ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.

DULLWEBER, Thorsten; SCHULTE-HUXEL, Henning; BLANKEMEYER, Susanne; HANNEBAUER, Helge; SCHIMANKE, Sabrina; BAUMANN, Ulrike; WITTECK, Robert; PEIBST, Robby; KÖNTGES, Marc; BRENDEL, Rolf; YAO, Yu. **Present status and future perspectives of bifacial PERC+ solar cells and modules**. *Japanese Journal of Applied Physics*, Volume 57, Number 8S3. 2018.

EL-SHOBOKSHY, M.; HUSSEIN, F. **Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on to its surface**. *Renewable Energy*, vol. 3, nos. 6/7, pp. 585–590, 1993.

EGUREN, J.; MARTÍNEZ-MORENO, F.; MERODIO, P.; LORENZO, E. **First bifacial PV modules early 1983**. *Solar Energy*, v.243, p.327–335, 2022.

EGUREN, J.; DEL ALAMO, J.; CUEVAS, A.; LUQUE, A. **High efficiency p+nn+ bifacial solar cell**. In: *IEEE 15th Photovoltaic Specialists Conference*, 1981. Proceedings... New York: IEEE, 1981. p.1343–1348.

Fluke, 2022. Especificações: Termovisor Fluke Ti450. Disponível em <<https://www.fluke.com/pt-br/produto/cameras-termicas/ti450#>> Acessado em: 01 de fevereiro de 2022.

GARCIA, M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; PEREZ, M. **Soiling and other optical losses in solar tracking PV plants in Navarra**. *Progress in Photovoltaics*, vol. 19, no. 2, pp. 211-217, 2011.

GARROD, A.; GHOSH, A. **A review of bifacial solar photovoltaic applications**. *Frontiers in Energy*, v.17, p.704–726, 2023.

GHAFFIRI, Soufiane; DARNON, Maxime; DAVIGNY, Arnaud; TROVÃO, João Pedro F.; ABBES, Dhaker. **A comprehensive performance evaluation of bifacial photovoltaic modules: insights from a year-long experimental study conducted in the Canadian climate**. *EPJ Photovoltaics*, [S.l.], v. 15, p. 28, 2024.

GLOBAL STATUS REPORT. **Renewables 2024 Energy Supply**. 2024

GOPI, A.; SUDHAKAR, K.; KENG, N. W.; KRISHNAN, A. R. **Comparison of normal and weather corrected performance ratio of photovoltaic solar plants in hot and cold climates**. *Energy for Sustainable Development*, v.65, p.53–62, 2021.

GUERRERO-PÉREZ, Javier; NAVARRO BERBEL, José. **BiTEC : How to simulate**

bifacial projects. SOLTEC BiTEC Results 2. 2019.

GUERRERO-PÉREZ, Javier; MUÑOZ BENAVENTE, Irene; NAVARRO BERBEL, José. **The Bifacial Year.** SOLTEC BiTEC Results 4. 2019.

HUKSEFLUX. **How to measure albedo for bifacial PV.** Disponível em: <https://www.hukseflux.com/applications/solar-energy-pv-system-performance-monitoring/how-to-measure-albedo-for-bifacial-pv>. Acesso em 29 de junho de 2021.

INFOLINK Consulting. **Spot Price PV Technologies.** 2022. Disponível em: <https://www.infolink-group.com/spot-price> Acesso em 02 de julho de 2022.

INMETRO. **Vocabulário Internacional de Metrologia: conceitos fundamentais e gerais e termos associados.** Duque de Caxias, RJ: INMETRO, 2012.

INMETRO; CICMA; SEPIN. **Avaliação de dados de medição: Guia para a expressão de incerteza de medição – GUM 2008.** Duque de Caxias, RJ: INMETRO/CICMA/SEPIN, 2012.

International Energy Agency. **Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications.** IEA PVPS, 2021.

International Energy Agency. **Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications.** Report IEA-PVPS T13-14:2021. IEA PVPS Task 13, 2021.

International Energy Agency. **Snapshot of Global PV Markets 2022.** IEA PVPS, 2022.

International Energy Agency. **World Energy Outlook 2024.** IEA, 2024.

International Electrotechnical Commission, IEC TS 60904-1-2:2019. Ed. 1.0: 2019 - **Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices**. IEC. 2019.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. New York: Academic Press, 1983.

KAZMERSKI, Lawrence L.; AL JARDAN, Mohammed; AL JNOOBI, Yasser; AL SHAYA, Yousef; JOHN, Jim J. **Ashes to Ashes, Dust To Dust: Averting a Potential Showstopper for Solar Photovoltaics**. Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), IEEE 40th, 2014.

KHAN, M. Ryyan; HANNAA, Amir; SUNB, Xingshu; ALAM, Muhammad A. **Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization**. Applied Energy, Elsevier. 2017.

KLUGMANN-RADZIEMSKA, EWA. **Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland**. Renewable Energy 78 (2015) 418-426, 2015.

KREININ, Lev; BORDIN, Ninel; KARSENTY, Asher; DRORI, Avishai; GROBGELD, Dov; EISENBERG, Naftali. **PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data**. IEEE, 2010.

LAMERS, M. W. P. E.; ÖZKALAY, E.; GALIA, R. S. R.; JANSSEN, G. J. M.; WEEBER, A. W.; ROMIJN, I. G.; VAN AKEN, B. B. **Temperature effects of bifacial modules: hotter or cooler?** *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v.185, p.192–197, 2018.

LG Eletronics. **Bifacial Design Guide**. LG Eletronics Inc., 2017.

LIBAL, Joris; KOPECEK, Radovan. **Bifacial Photovoltaics: Technology, Applications and Economics**. Institute of Engineering and Technology (IET). 2019.

LINDSAY, Amy; CHIODETTI, Matthieu; BINESTI, Didier; MOUSEL, Sophie; LUTUN, Eric; RADOUANE, Khalid; CHRISTOPHERSON, James. **Modelling of single-axis**

tracking gain for bifacial PV systems. 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016.

LORENZO, Eduardo. **Electricidad Solar**, Promotora General de Estudios, 2000.

LORENZO, Eduardo. **On the historical origins of bifacial PV modelling.** Solar Energy, Elsevier. 2021.

LUQUE, A. et al. **Procedimiento para la conversión de energía solar y dispositivo para la puesta en práctica de este procedimiento.** Patente ES 453575A1, depositada em 24 nov. 1976.

LUQUE, A. **Transcell, a novel two sided solar cell.** Semiconductor Device Research Bulletin, v.16, p.205, 1976.

MANI, M.; PILAI, R. **Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations.** Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 14, pp. 3124–3131, 2010.

MAPA, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Manual de Garantia da Qualidade Analítica – Resíduos e Contaminantes em Alimentos.** Brasília, 2011.

MARION, Bill. **Measured and satellite-derived albedo data for estimating bifacial photovoltaic system performance.** Solar Energy, Elsevier. 2021.

MINTS, Paula. **PV Market Report.** The Solar Flare, Issue 2, SF-22023. SPV Market Research, 30 abr. 2023.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I.; LUQUE, A. **Practical high efficiency bifacial solar cells.** In: IEEE 1st WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION – WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC), 1994, Waikoloa, HI, USA. Proceedings [...]. [S.l.]: IEEE, 1994. v. 2, p. 1663-1666.

MORI, H. **Radiation energy transducing device**. US Patent 3,278,811, depositado em 3 out. 1961, concedido em 11 out. 1966.

MUEHLEISEN, W.; LOESCHNIG, J.; FEICHTNER, M.; RUSCH, A.; et al. **Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules**. *Renewable Energy*, v.170, p.613–619, 2021.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Best Research-Cell Efficiency Chart**. Golden, CO: NREL, [2025]. Disponível em: <https://www2.nrel.gov/pv/cell-efficiency>.

PAS, S. A.; DE MARCO, B.; CANTÚ, V. V.; BRAGA, M.; PIRES, A. M.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. **Análise de desempenho e simulação de módulos bifaciais instalados em estrutura de solo modular em alumínio**. In: *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, 2022, Florianópolis. ABENS, 2022. p. 1–8.

Photovoltaic Equipment VDMA. **International Technology Roadmap for Photovoltaic Results 2024**. 16ª Edição. ITRPV, 2025.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB. 2014.

PIRES, A. M.; HOHMANN, M.; BRAGA, M.; BRUNETTO, E. A.; RÜTHER, R. **Validação de metodologia para ensaios de curva IV de módulos fotovoltaicos bifaciais em campo**. In: *X Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, 2024, Natal. ABENS, 2024. p. 1–10.

ROSSA, C.; MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, E. **Experimental observations in mismatch losses in monofacial and bifacial PV generators**. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.29, p.1223–1235, 2021.

SEO, Y.; PARK, H.; YOO, Y.; KIM, M.; OH, S; ALHAMMADI, S. **Effect of Front Irradiance and Albedo on Bifacial Gain in 1.8kW Bifacial Silicon Photovoltaic**

System. IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 2019.

SILVA, T. A.; BRAGA, M.; FORMAGINI, L.; RÜTHER, R. **Influência do albedo na análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos bifaciais: estudo de caso de uma planta piloto em Florianópolis-SC.** In: *X Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, 2024, Natal. ABENS, 2024. p. 1–8.

SINGH, J. P.; WALSH, T. M.; ABERLE, A. G. **Performance investigation of bifacial PV modules in the tropics.** In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), 2012. Proceedings... Frankfurt, 2012. p.3262–3266.

SPV MARKET RESEARCH. **Photovoltaics Manufacturer Capacity, Shipments, & Revenues 2022/2023.** SPV-Suppl 11, abr. 2023.

SUN, X.; KHAN, M. R.; DELINE, C.; ALAM, M. A. **Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective.** *Applied Energy*, v. 212, p. 1601–1610, 2017.

Trina Solar. **The Ultimate Guidebook for Bifacial System Design.** Trina Solar Europe, 2022.

ZAK, Anatoly. **Salyut-3 (OPS-2) space station.** RussianSpaceWeb.com. Disponível em: <http://www.russianspaceweb.com/salyut3.html>.

ZAK, Anatoly. **OPS-3 (Salyut-5) space station.** RussianSpaceWeb.com. Disponível em: <http://www.russianspaceweb.com/salyut5.html>.

ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos A. B; DE OLIVEIRA, Sérgio H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Oficina de Textos, 2012.